

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANA LUIZA PEREIRA BROD

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA PROJETO
FOTOVOLTAICO EM UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL EM
LAJEADO - RS**

Porto Alegre

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA PROJETO
FOTOVOLTAICO EM UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL EM
LAJEADO - RS**

Projeto de Diplomação apresentado à Banca Examinadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Engenheira Eletricista.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Luiz T. dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANA LUIZA PEREIRA BROD

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA PROJETO
FOTOVOLTAICO EM UM CONDOMÍNIO RESIDENCIAL EM
LAJEADO - RS**

Esse projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof.^a Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul –

Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Eng. Cassiano Fuhr _____

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich _____

Porto Alegre

2021

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha família, a qual me apoiou sem medidas durante toda a minha trajetória acadêmica e profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Cesar e Meire, pelo amor e apoio incondicional.

Às minhas irmãs, Natália e Aline, também agradeço pelo apoio, pela companhia e por não medirem esforços para me ajudar.

Ao meu noivo, Cristian, por sempre cuidar de mim e me apoiar, mesmo nos momentos mais difíceis.

Às minhas melhores amigas da faculdade e da vida, Luiza e Bianca. Vocês deixaram tudo um pouco mais fácil.

Ao prof. Dr. Luiz Tiarajú por me orientar, pela paciência e confiança, muito obrigada.

RESUMO

Esse projeto tem como objetivo realizar um estudo de viabilidade técnica para a instalação de um sistema fotovoltaico em um loteamento residencial em Lajeado-RS. Nesse trabalho, foram discutidos os conceitos da energia elétrica gerada a partir da luz solar bem como os recursos necessários para a implementação de um projeto fotovoltaico, como a irradiação incidente, os módulos fotovoltaicos e os inversores. Ainda, foi analisado o cenário brasileiro em relação à disponibilidade de irradiação solar e a situação econômica em relação à implementação de sistemas fotovoltaicos, além do impacto ambiental. Após, discutiu-se a viabilidade técnica para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede no local em questão, levando em conta a área disponível, o recurso solar e a estimativa de geração e arranjo elétrico mais adequado. Para o projeto em questão, estimou-se que um estacionamento solar é a melhor opção para comportar o sistema fotovoltaico, totalizando uma área de $336m^2$, a qual garante uma potência instalada de 56,43 kWp, gerando 105 MWh por ano.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; painéis fotovoltaicos; sistemas *on-grid*; geração de energia.

ABSTRACT

This project aims to perform a technical feasibility study to install a photovoltaic system in a residential townhouse complex in the city of Lajeado, Rio Grande do Sul - Brazil. In this project, the concepts of electrical energy generated from sunlight will be discussed, as well as the required resources for the implementation of a photovoltaic system, such as incident irradiation, photovoltaic modules and inverters. Besides that, it analyses the Brazilian scenario regarding the availability of solar irradiation and the economic situation regarding the implementation of photovoltaic systems in addition to the environmental impact it involves. Afterwards, the technical feasibility for installing a photovoltaic system connected to the grid in the discussed location takes place, considering the available area, the solar resource and the power generation estimation and the electrical connection between the artifacts. For the project that is being discussed, it was estimated that a photovoltaic parking lot is the best option to support this photovoltaic system, totalling an area of $336m^2$, which comprehends an installed power of 56.43kW_p, generating 105Mwh per year.

Keywords: Photovoltaic system; photovoltaic panels; on-grid systems; power generation.

LISTA DE ILUTRAÇÕES

Figura 1: Comparação entre irradiação solar no plano inclinado (média anual) entre Brasil e Europa.....	14
Figura 2: Radiação solar global diária - média anual típica (MJ/m ² .dia), pelo ATLAS Solarimétrico do Brasil.....	16
Figura 3: Radiação solar global diária - média anual típica (Wh/m ² .dia), pelo ATLAS de Irradiação Solar no Brasil.....	17
Figura 4: Preços médios residenciais por potência de gerador solar.....	19
Figura 5: Efeito fotovoltaico na junção pn.....	21
Figura 6: Efeito Fotovoltaico.....	22
Figura 7: Célula de silício Monocristalino.....	23
Figura 8: Célula de Silício Policristalino.....	24
Figura 9: Célula de Silício Amorfo.....	25
Figura 10: Conexão de células em paralelo.....	26
Figura 11: Conexão de células em série.....	27
Figura 12: Configuração de um sistema híbrido.....	29
Figura 13: Sistema integrado à rede.....	30
Figura 14: Exemplo de sistema <i>grid-tie</i>	31
Figura 15: Efeito causado pela variação de intensidade luminosa da luz na curva característica IxV para um módulo fotovoltaico.....	32
Figura 16: Efeito causado pela temperatura na célula na curva característica IxV (para 1000 W/m ²) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.....	33
Figura 17:String box com dispositivos de proteção.....	42
Figura 18: Caixa de junção de um módulo fotovoltaico.....	45
Figura 19: Conectores MC4.....	46
Figura 20: Formas usuais de instalação de módulos fotovoltaicos: (1) Solo, (2) Poste, (3) Fachada, (4) Telhado.....	47
Figura 21: Renderezização do local do projeto.....	53
Figura 22: <i>Design</i> do estacionamento solar para cada faixa de estacionamento.....	54
Figura 23: Dados obtidos pelo Google Earth para as coordenadas do local.....	55
Figura 24: Irradiação no Plano Horizontal no condomínio BlumenPark.....	56
Figura 25: Irradiação no Plano Inclinado no Condomínio BlumenPark.....	56
Figura 26: Resultado obtido pelo <i>PVSYST</i>	57
Figura 27: Análise da trajetória do sol no horizonte com simulação para sombreamento.....	58
Figura 28: Resumo gerado pelo <i>PVsystem</i>	59
Figura 29: Resultado da simulação do arranjo elétrico pelo software <i>PVSYST</i>	62
Figura 30: Diagrama de perdas pelo <i>PVsystem</i> (perdas consideradas na simulação).....	63
Figura 31: Produções normalizadas.....	64
Figura 32: Fatores de produção e de perdas normalizados.....	64
Figura 33: Resumo dos resultados da simulação.....	65

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Informações extraídas do <i>datasheet</i> do inversor e dos dados do projeto	65
Quadro 2: <i>Payback</i> para projeto fotovoltaico no Condomínio BlumenPark, Lajeado - RS.....	68

LISTA DE ABREVIACÕES

ABSOLAR - Associao Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCEE - Câmara de Comercializao de Energia Elétrica

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DNI - Irradiao Normal Direta

DPS - Dispositivos de Proteo contra Surtos

GHI - Irradiao Global Horizontal

HSP - Horas de Sol Pleno

IGPM - ndice Geral de Preços do Mercado

IMP - Corrente de Máxima Potência

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

IRT – Reajuste Tarifário Anual

MME - Ministério de Minas e Energia

MPPT - Ponto de Potência Máxima

PM - Potência Máxima

SFV - Sistema Fotovoltaico

TD - Taxa de Desempenho

SUMARIO

1.	INTRODUÇÃO	11
2.	MOTIVAÇÃO	14
2.1.	POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO	14
2.2.	CUSTO DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL	18
3.	REVISAO DE LITERATURA.....	20
3.1.	EFEITO FOTOVOLTAICO	20
3.2.	ESTRUTURA DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA	22
3.2.1.	SILÍCIO MONOCRISTALINO	22
3.2.2.	SILÍCIO POLICRISTALINO	24
3.2.3.	SILÍCIO AMORFO	25
3.3.	SISTEMA FOTOVOLTAICO	25
3.3.1.	MODULO FOTOVOLTAICO.....	25
3.3.2.	ASSOCIAÇÃO EM PARALELO.....	26
3.3.3.	ASSOCIAÇÃO EM SERIE	26
3.4.	CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
3.5.	SISTEMA OFF-GRID	28
3.5.1.	SISTEMA AUTÔNOMO ISOLADO	28
3.5.2.	SISTEMA AUTÔNOMO HÍBRIDO	29
3.6.	SISTEMAS INTERLIGADOS A REDE (GRID-TIE)	30
3.7.	FATORES QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	31
3.8.	INVERSORES	33
3.9.	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	35
3.9.1.	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	36
3.9.2.	LEVANTAMENTO DA DEMANDA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	37
3.9.3.	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO	38
3.9.4.	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR	40
3.9.5.	PROTEÇÃO E ATERRAMENTO.....	41
3.9.6.	CABEAMENTO	43
3.9.7.	FIXAÇÃO	46
3.10.	REGULAMENTAÇÃO	47
3.11.	IMPACTO AMBIENTAL	51
4.	PROJETO	52
4.1.	DADOS SOLARIMETRICOS E SIMULAÇÃO PARA PRÉ- DIMENSIONAMENTO.....	54
4.2.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	59
4.3.	INVERSORES	60
4.4.	ARRANJO ELÉTRICO	61
4.5.	RESULTADO DAS SIMULAÇÕES CONSIDERANDO AS PERDAS	62
4.6.	CABEAMENTO E PROTEÇÃO.....	65
4.7.	CUSTOS	67
5.	CONCLUSÃO.....	69
	REFERÊNCIAS	70

1. INTRODUÇÃO

A energia solar vem se tornando uma tendência em energia renovável. Além dos benefícios financeiros, existem outras razões pertinentes pelas quais a utilização da irradiação solar para a geração de energia torna-se cada vez mais vantajosa. Primeiramente, o fato mais conhecido sobre a energia solar é que consilia representar uma fonte de energia limpa e verde, ou seja, a energia solar não libera gases de efeito estufa.

Outras fontes de energia também consideradas limpas, como a bioenergia (energia da biomassa) e a energia hidrelétrica, apresentam desvantagens que não devem ser desconsideradas. Por exemplo, segundo o Portal Solar (2021), as principais desvantagens associadas a bioenergia são o desmatamento, a dificuldade de transporte e armazenamento de biomassa sólida, o menor poder calorífico e a eficiência reduzida quando comparada a geração de eletricidade tradicional. Já a energia hidrelétrica compromete a vegetação submersa após o alagamento e gera um alto nível de metano enquanto decompõe. A concentração de água no reservatório provoca mudanças climáticas, alterando os regimes de chuva. Ademais, nos períodos de seca, a produção energética cai, aumentando o preço pago pelo consumidor final (GOMES, 2020).

Em termos de durabilidade, a garantia padrão da eficiência de um painel solar (desempenho) é de 25 anos, funcionando com 80 % de seu desempenho original. De maneira geral, os painéis solares tendem a perder até 3 % no primeiro ano e depois, em média, 0,7 % ao ano (Portal Solar 2020). Ao tratar-se de coletores solares (os painéis solares utilizados para a energia solar térmica), os mesmos possuem uma média de duração entre 20 e 25 anos. As turbinas eólicas possuem tempo de vida útil média de 20 anos caso a manutenção seja feita de maneira adequada. Embora o tempo de vida útil dos painéis solares e das usinas eólicas sejam semelhantes, o custo de implementação da energia eólica é consideravelmente mais elevado. Segundo o portal *Blue Sol* (2020), utilizando como exemplos as usinas de Osório (Eólica) e

Nova Olinda (Solar), o investimento realizado na energia eólica foi de R\$ 4,46 milhões por MW instalado. Já para a usina solar fotovoltaica, o montante investido foi de R\$ 3,4 milhões por MW instalado, ficando cerca de 26 % abaixo do preço da energia eólica.

Em relação a energia hidrelétrica, segundo Nogueira e Alarcon (2019), torna-se difícil estimar a vida útil das usinas uma vez que o envelhecimento dos equipamentos introduz um fator de imprevisibilidade no planejamento da manutenção. Duas máquinas idênticas não envelhecem da mesma maneira. Isso significa que a manutenção se torna mais complexa ao longo do tempo, além de exigir desligamentos mais frequentes, longos e onerosos. Após 20 anos de operação, turbogeradores iguais podem ter um número significativo de intervenções diferentes na manutenção programada, e o número e a duração dessas intervenções podem aumentar com o passar do tempo.

Já os sistemas nucleares, segundo artigo publicado no *Office of Nuclear Energy* (2020), à medida que a idade média dos reatores se aproxima dos 40 anos, especialistas dizem que não existem limites técnicos para essas unidades continuarem a produzir energia limpa e confiável por mais 40 anos ou mais. Graças a pesquisas realizadas na última década pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE) e pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) os órgãos responsáveis agora podem solicitar uma segunda licença de operação de 20 anos com a Comissão Reguladora Nuclear (NRC).

A energia solar é considerada autossuficiente e a instalação de painéis solares é uma opção segura, fácil e rápida para contribuir para a sustentabilidade local. Ainda, a diminuição do custo dos painéis solares é um grande motivo pelo qual a energia solar tem sido amplamente implementada.

A eletricidade tradicional depende de combustíveis fósseis como carvão e gás natural. Esses recursos não são apenas prejudiciais para o meio ambiente, mas também são recursos

limitados. Isso se traduz em um mercado volátil, no qual os preços da energia se alteram frequentemente.

A eletricidade gerada de maneira convencional precisa ser transportada de grandes usinas de energia para os consumidores finais por meio de redes extensas. A transmissão de longa distância causa perdas de potência. Em contrapartida, a energia gerada através de painéis solares é útil para aumentar a eficiência elétrica, considerando a curta distância. Adicionalmente, os sistemas para a geração de energia solar são duráveis, portanto, as chances de interrupção do serviço são reduzidas.

Apesar do Brasil possuir um grande potencial para a utilização da energia solar, o valor da mesma ainda é demasiadamente alto comparado ao resto do mundo. Tal fator resulta no desinteresse de investimento por mercados estrangeiros, afetando a competitividade da indústria brasileira. Em contrapartida, existe um grande incentivo para que o mercado energético seja encaminhado para soluções de energia limpa, visando diminuir a emissão de carbono e preservar combustíveis fósseis.

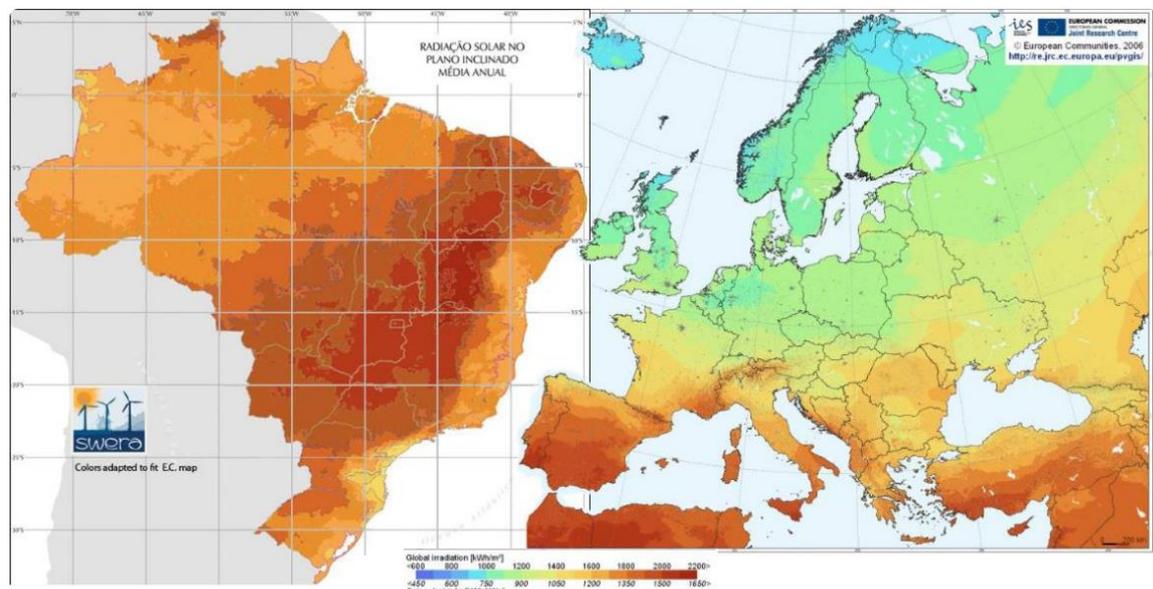
Considerando os fatores mencionados, o projeto em questão visa fazer uso das vantagens atribuídas à utilização da energia solar para realizar um estudo de viabilidade técnica para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um loteamento residencial ainda em construção na cidade de Lajeado – RS.

2. MOTIVAÇÃO

2.1. Potencial solar brasileiro

A geração de energia fotovoltaica há muito tempo é vista como uma tecnologia de energia limpa e sustentável que se baseia na fonte renovável de energia mais abundante e amplamente disponível no planeta, o sol. O Brasil possui um vasto potencial solar, como demonstra o mapa da Figura 1, o qual faz uma comparação entre os valores de irradiação solar no Brasil e na Europa (PORTAL SOLAR, 2018).

Figura 1: Comparação entre irradiação solar no plano inclinado (média anual) entre Brasil e Europa



Fonte: (PORTAL SOLAR, 2018)

Através da análise da Figura 1, pode-se observar que potencial do Brasil é consideravelmente maior, no entanto, a Europa possui instalados mais de 106 GW associados à energia fotovoltaica enquanto o Brasil possui um pouco mais de 1 GW instalado (PORTAL SOLAR, 2018).

O potencial solar é geralmente medido em forma de Irradiação Global Horizontal (GHI) e Irradiação Normal Direta (DNI). A irradiação normal direta é a quantidade que atinge o solo diretamente e varia ao longo do dia. A GHI é a soma das irradiações direta (DNI) e difusa, que consiste na quantidade de luz incidente sobre uma superfície horizontal, levando em conta as parcelas atenuadas e dispersas por nuvens e poluição, o que faz com que os painéis continuem gerando eletricidade mesmo em dias nublados (ANEEL, 2016).

Para o cálculo do potencial de geração solar fotovoltaica, dois dados básicos são necessários: eficiência ou rendimento das placas e radiação solar. O ponto mais importante torna-se, portanto, uma análise da radiação solar do local onde se pretende instalar um projeto fotovoltaico.

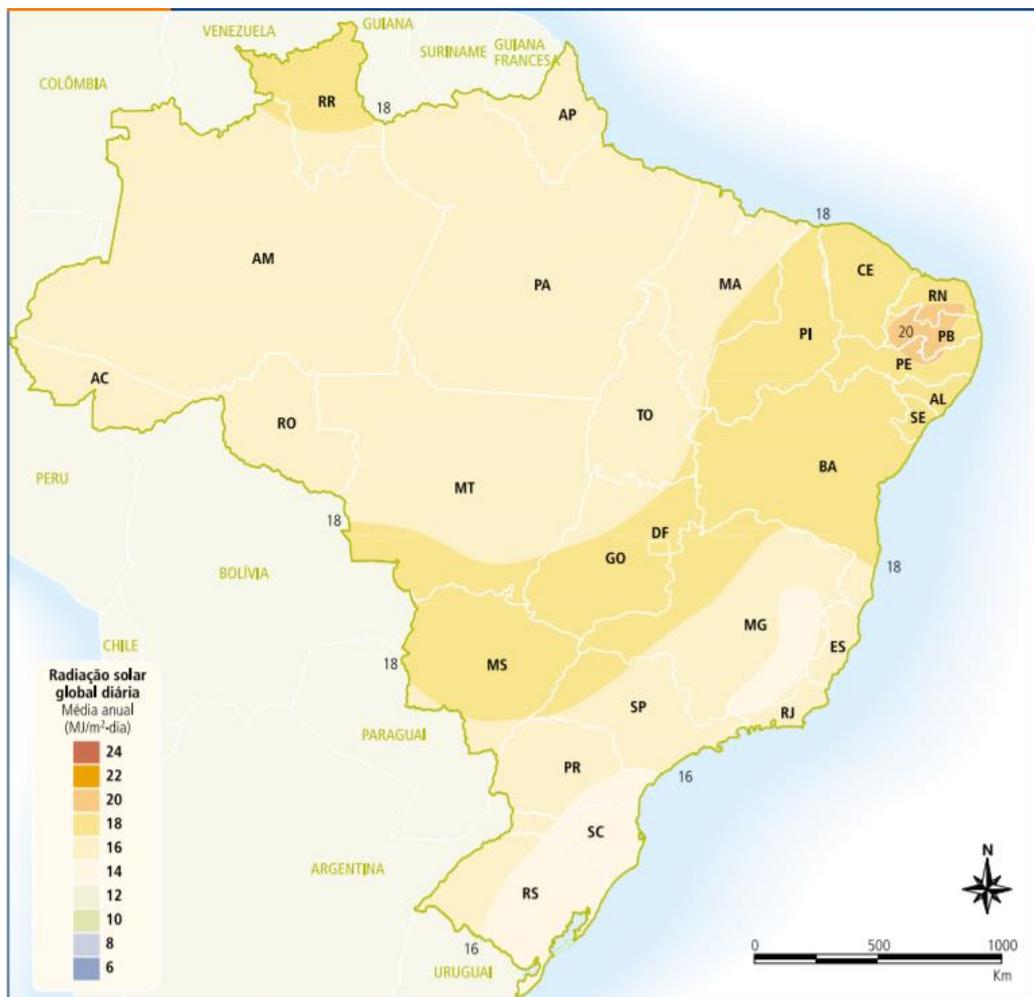
No Brasil, entre os esforços mais recentes e efetivos de avaliação da disponibilidade de radiação solar, destacam-se os seguintes: Atlas Solarimétrico do Brasil, iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB; Atlas de Irradiação Solar no Brasil, elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e pelo Laboratório de Energia Solar – LABSOLAR, da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (ANEEL, 2016).

O Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) apresenta uma estimativa da radiação solar incidente no país, resultante da interpolação e extrapolação de dados obtidos em estações solarimétricas distribuídas em vários pontos do território nacional. Devido, porém, ao número relativamente reduzido de estações experimentais e às variações climáticas locais e regionais, o Atlas de Irradiação Solar no Brasil faz estimativas da radiação solar a partir de imagens de satélites. Ambos os modelos apresentam falhas e limites e não devem ser vistos como concorrentes. Ao contrário, devem ser complementares, na medida em que reúnem o máximo

possível de dados e podem, dessa forma, melhorar as estimativas e avaliações da disponibilidade de radiação solar no Brasil (CRESESB, 2000a).

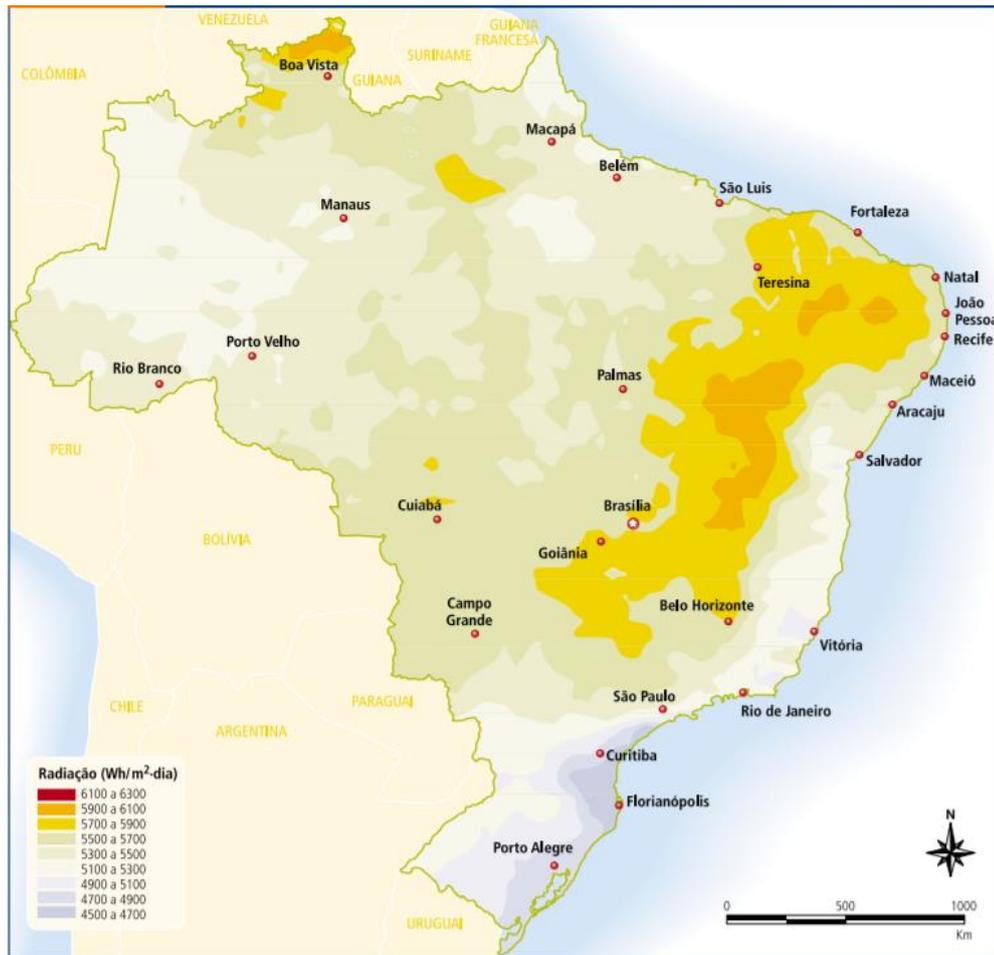
A Figura 2 e a Figura 3 apresentam o índice médio anual de radiação solar no País, segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) e o Atlas de Irradiação Solar no Brasil (1998), respectivamente. Como pode ser visto, os maiores índices de radiação são observados na região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco.

Figura 2: Radiação solar global diária - média anual típica ($MJ/m^2 \cdot dia$), pelo ATLAS Solarimétrico do Brasil



Fonte: (CRESESB, 2000)

Figura 3: Radiação solar global diária - média anual típica ($\text{Wh}/\text{m}^2\cdot\text{dia}$), pelo ATLAS de Irradiação Solar no Brasil.



Fonte: (INMNET; LABSOLAR, 1998)

Ainda, a irradiação média anual brasileira varia entre 1200 e $2400 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$, valores que são significativamente superiores a maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e $1250 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$ na Alemanha, entre 900 e $1650 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$ na França e entre 1200 e $1850 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$ na Espanha (EPE, 2012).

Assim, tendo em vista os incentivos nacionais, os avanços tecnológicos na geração fotovoltaica, assim como o uso crescente da energia solar em todo o mundo, ficam claro a importância que ela tem e tem na matriz energética mundial, sendo assim importante desenvolver aplicações da mesma, procurando difundi-la e divulgá-la.

2.2. Custo da Energia Solar no Brasil

Ao instalar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, a economia ocorre na conta de energia elétrica já no primeiro mês de funcionamento. O quanto será economizado dependerá da potência do sistema fotovoltaico instalado. Porém, a preocupação com os aumentos da tarifa de energia deixará de existir por, no mínimo, 25 anos, que é o tempo de garantia fornecido por grande parte dos fabricantes de módulos fotovoltaicos. A vida útil dos inversores é de, em média, entre 10 e 15 anos. No entanto, o custo dos inversores representa cerca de apenas 15 % do investimento total de um projeto fotovoltaico e os mesmos podem ser facilmente substituídos. Logo, a vida útil dos inversores não se torna um fator limitante ao analisar o retorno de investimento de um projeto fotovoltaico.

Em 2016, o preço médio cobrado por instaladores no Brasil foi de R\$ 7,51 por Watt pico (Wp) instalado. Isso significa que, para atender à demanda energética de uma casa, seria necessário 2 kWp, o que resultaria em um investimento de, em média, R\$ 15.000,00 (IDEAL, 2017).

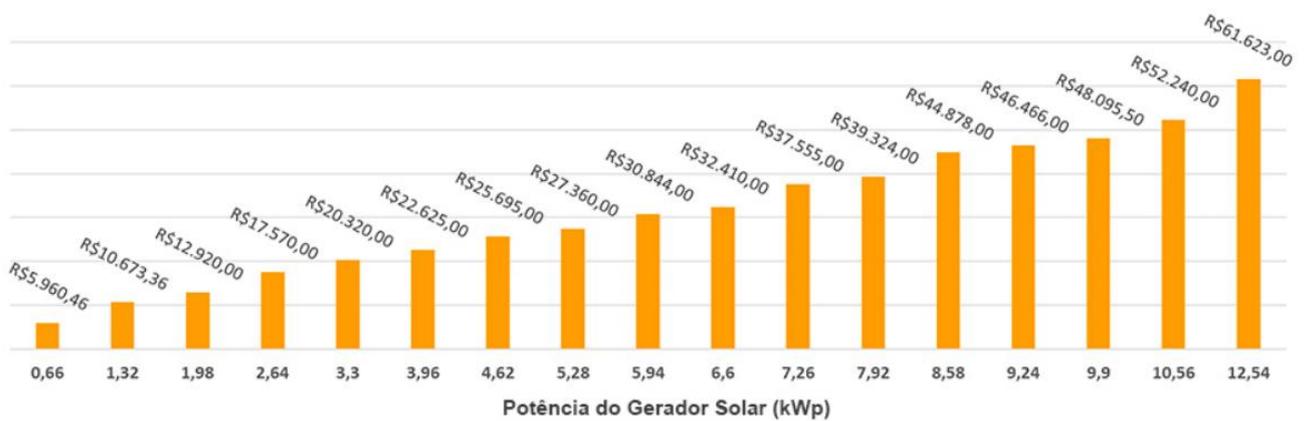
Apesar de apresentar uma queda em relação às estimativas feitas nos últimos anos, esse valor ainda é superior ao praticado em outros países. Em relação aos valores internacionais, o preço no Brasil ainda é elevado, principalmente em comparação à Alemanha. Para sistemas de até 100 kWp, por exemplo, é pago no Brasil cerca de 76 % a mais do que nesse país. No mercado internacional, esse valor vem caindo consideravelmente nos últimos anos. A maior queda nos preços ocorreu entre 2008 e 2009, passando de valores altos como US\$ 3,5 por watt em 2008, para US\$ 2 por watt em dezembro de 2009 (IDEAL, 2017).

O custo de um sistema de energia solar fotovoltaico depende, principalmente, do porte e da complexidade da instalação. A grande variação de preço entre os fornecedores é relacionada à qualidade dos componentes utilizados, à empresa (empresas maiores tem mais

poder de compra e compram mais barato) e a complexidade da instalação (PORTAL SOLAR, 2018)

A Figura 4 mostra o resultado de uma pesquisa feita em julho de 2018 junto às 4500 empresas cadastradas no Portal Solar, a qual indica os preços médios dos geradores de energia solar, já incluindo a instalação, projeto, homologação e o equipamento.

Figura 4: Preços médios residenciais por potência de gerador solar.



Fonte: PORTAL SOLAR, 2018

Segundo ANEEL (2020), a popularização dos sistemas de energia solar no Brasil trouxe queda média de 8,6 % em seus preços finais nos primeiros sete meses de 2019. O preço do serviço de instalação foi o que registrou a maior redução, de 16 %, sinal da competitividade entre as mais de 10 mil empresas de energia solar espalhadas pelo país. A queda média dos kits fotovoltaicos, compostos das placas solares, inversores e demais equipamentos, acumulou redução média de 4 %.

Somando R\$4,7 bilhões em investimentos privados, os projetos de usinas solares contratadas estão localizados nas regiões Nordeste e Sudeste, divididas por estados/potência em: Ceará (390,0 MW), Piauí (179,9 MW), Minas Gerais (169,9 MW) e Pernambuco (66,9 MW). Com contratos de comercialização de energia a serem firmados pelo prazo de suprimento

de 20 anos, esses projetos deverão estar prontos para começar a injetar sua energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) até o início de 2022. (COLAFERRO, 2018).

3. REVISAO DE LITERATURA

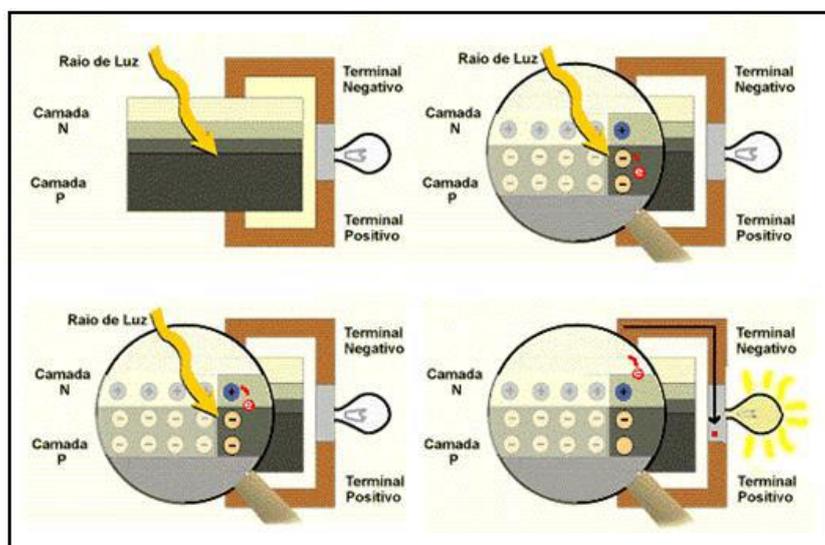
3.1. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico ocorre através das células fotovoltaicas, as quais são componentes optoeletrônicos que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade. A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre através do efeito de radiação sobre materiais, principalmente em semicondutores, os quais se caracterizam por apresentarem bandas de energia que permitem a presença de novos elétrons, além de uma outra banda, em sua camada mais externa, a qual é "vazia" (banda de condução). O elemento mais usado é o silício, que se caracteriza por possuir quatro elétrons em sua camada de valência, formando uma rede cristalina. Quando uma ligação com átomos de cinco elétrons é realizada, como o fósforo, por exemplo, um elétron acabará sobrando nessa ligação, deixando o átomo instável, ou fracamente ligado. O resultado disso é que com pouca energia térmica, esse elétron passa para a banda de condução. Então, pode - se dizer que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante n ou impureza n. Da mesma maneira que a ligação com um elétron a mais pode ser realizada também existe a hipótese de realizar a ligação com um elétron a menos na camada de valência para que se torne uma ligação estável, ou seja, uma ligação com apenas três elétrons, como é o caso do boro (CRESESB, 2014).

Essa falta de elétron é denominada de lacuna, o que faz com que pouca energia térmica seja necessária para um elétron em uma camada vizinha poder "saltar" e passar para outra posição, deslocando a lacuna. Portanto, a ligação do silício com o boro cria um processo

denominado receptor de elétrons, também chamado de Dopante tipo p (silício tipo P) (NASCIMENTO, 2004). A Figura 5 demonstra o efeito fotovoltaico na junção pn.

Figura 5: Efeito fotovoltaico na junção pn



Fonte: CRESESB, 2014

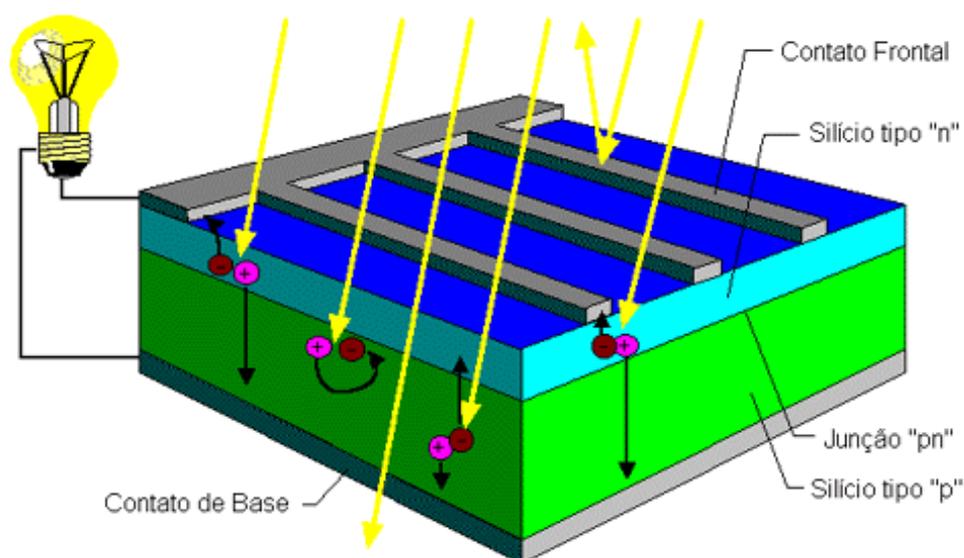
Se forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra metade de silício puro, forma-se então uma junção pn. Na junção pn, elétrons livres do lado n passam para o lado p, onde encontram as lacunas, que os capturam. Com isso, é gerado um acúmulo de elétrons no lado p, o que faz com que se torne negativamente carregado. Como consequência o lado n tem redução de elétrons, fazendo com que fique eletricamente positivo. Essas cargas ficam aprisionadas e originam um campo elétrico permanente que passa a dificultar a passagem de outros elétrons do lado n para o p. Quando esse processo alcança a estabilidade, o campo elétrico forma uma barreira que barra os elétrons livres que sobraram do lado n (CRESESB, 2014).

Quando uma junção pn se expõe a fótons com energia maior que o espaço entre lacunas, serão gerados pares elétron-lacuna, e na hipótese de isso ocorrer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, fazendo uma corrente através da junção.

O deslocamento de cargas nada mais é que uma diferença de potencial, o qual é chamado de Efeito Fotovoltaico. Portanto, caso duas extremidades da porção de silício forem conectadas com um condutor, tem-se a circulação de elétrons, ou seja, uma corrente (CRESESB, 2014).

A intensidade da corrente gerada, portanto, depende da proporção da intensidade da radiação e essas características são diretamente proporcionais. A célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, ela apenas mantém o fluxo de elétrons em um circuito elétrico enquanto houver incidência de radiação sobre ela. Esse fenômeno é denominado efeito fotovoltaico, conforme é demonstrado na Figura 6 (NASCIMENTO, 2004).

Figura 6: Efeito Fotovoltaico



Fonte: CRESEB, 2014

3.2. Estrutura de uma célula fotovoltaica

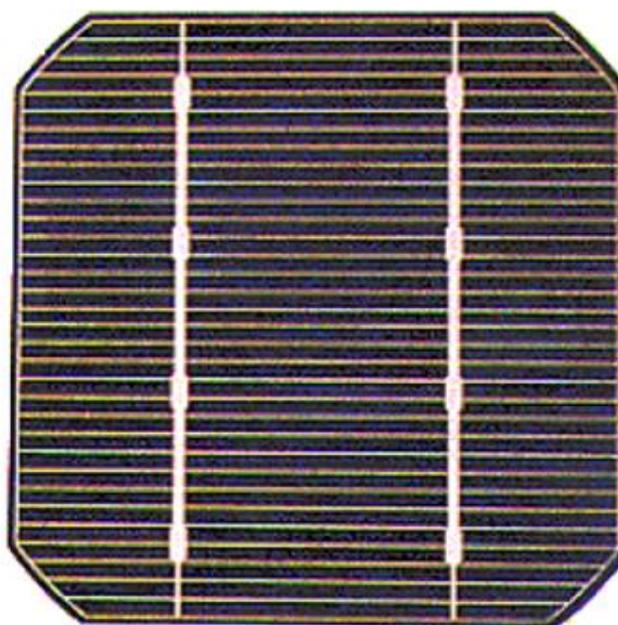
3.2.1. Silício Monocristalino

O silício monocristalino é o material base para os chips de silício utilizados em praticamente todos os equipamentos eletrônicos atuais. No campo da energia solar, o silício monocristalino é também usado para fabricar células fotovoltaicas devido à sua capacidade de

absorver radiação. O silício monocristalino consiste em silício no qual a rede cristalina de todo o sólido é contínua, não quebra em suas bordas e está livre de qualquer limite de grão. O silício monocristalino pode ser preparado como um semiconductor intrínseco que consiste apenas de silício de alta pureza, ou pode ser dopado por adição de outros elementos tais como o boro ou fósforo para gerar silício tipo-p ou tipo-n (ENERGIA SOLAR, 2018)

O silício monocristalino também é utilizado no campo da energia solar, especificamente para a fabricação de painéis fotovoltaicos de alto desempenho. Uma vez que existem demandas menos rigorosas nas imperfeições estruturais em comparação com as aplicações de microeletrônica, o silício de baixa qualidade (Sog-Si) é frequentemente usado para células fotovoltaicas (ENERGIA SOLAR, 2018)

Figura 7: Célula de silício Monocristalino



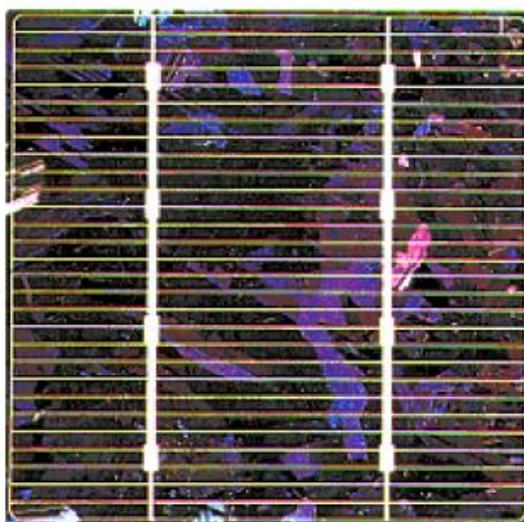
Fonte: (CEPEL, 2014)

3.2.2. Silício Policristalino

O silício policristalino ou polissilício é um material feito de vidro de silício desalinhado (policristalino). Ocupa uma posição intermediária entre o silício amorfo, no qual não há ordem de longo alcance, e o silício monocristalino. Esse tipo de material é muito importante para a construção de painéis fotovoltaicos e energia solar em geral. A combinação de silício, juntamente com a radiação solar, permite aproveitar o efeito fotovoltaico e gerar eletricidade (ENERGIA SOLAR, 2018).

O silício policristalino também é usado em aplicações específicas, como painéis fotovoltaicos. As células de silício policristalino têm uma eficiência que varia de 12 a 21 %. Eles são fabricados pela reciclagem de componentes eletrônicos descartados, ou seja, os chamados "remanescentes de silício", que são refundidos para obter uma composição cristalina compacta (ENERGIA SOLAR, 2018b).

Figura 8: Célula de Silício Policristalino



Fonte: (CEPEL, 2014)

3.2.3. Silício Amorfo

As células de silício amorfo são as de mais baixo custo, produzidas a partir de disposição de camadas finas de silício sobre vidro ou outros substratos. Apresentam alto grau de desordem entre os cristais, desse modo atingindo baixas taxas de eficiência, entre 5 % e 7 %. Outra desvantagem é sua acelerada deterioração (SIQUEIRA; SANTOS, 2016).

Figura 9: Célula de Silício Amorfo



Fonte: (CEPEL, 2014)

3.3. Sistema fotovoltaico

3.3.1. Módulo fotovoltaico

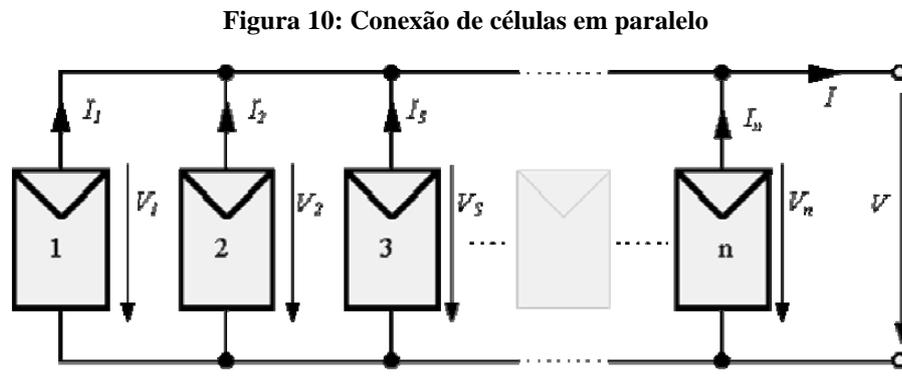
Um módulo pode possuir um número variado de células, esse número depende da necessidade de tensão e corrente (CASTRO, 2008).

Existem alguns fatores que afetam as características elétricas dos módulos, sendo eles: a intensidade luminosa e a temperatura das células. A intensidade luminosa faz com que a corrente dos módulos aumente linearmente. Já a temperatura das células tem efeito contrário, quanto maior for a temperatura menor será a eficiência do módulo.

3.3.2. Associação em paralelo

Células fotovoltaicas associadas em paralelo apresentam terminais do mesmo tipo ligados a um ponto em comum. Assim sendo, os terminais positivos são todos ligados a um mesmo ponto, enquanto os terminais negativos ligam-se a outro ponto.

Embora a tensão permaneça a mesma, a corrente total é a soma das correntes individuais de cada célula. A conexão de células fotovoltaicas é representada na Figura 10 .

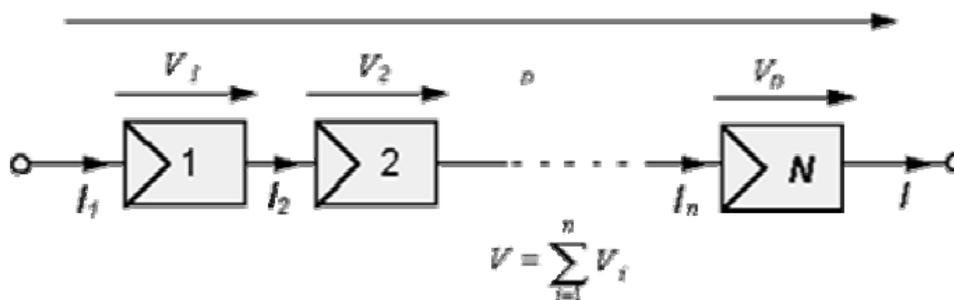


Fonte: (CEPEL, 2014)

3.3.3. Associação em série

Na associação em série, cuja representação pode ser observada na Figura 11, o terminal positivo de um módulo é ligado ao terminal negativo de outro. Nesse caso, a corrente será igual às correntes individuais, mas tensão total será o resultado do somatório das tensões de cada módulo.

Figura 11: Conexão de células em série



Fonte: (CEPEL, 2014)

3.4. Características dos módulos fotovoltaicos

Em geral, a potência dos módulos é dada pela potência de pico, expressa em watt pico (Wp). Entretanto, existem outras características elétricas que melhor caracterizam a funcionabilidade do módulo. As principais são (CRESESB, 2004):

- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): Máxima tensão que um dispositivo pode entregar sob condições determinadas de radiação e temperatura, correspondendo à circulação de corrente nula e, conseqüentemente, à potência nula;
- Corrente de Curto-Circuito (ISC): Máxima corrente que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo à tensão nula e, conseqüentemente, à potência nula;
- Potência Máxima (PM): É o valor máximo de potência que pode entregar o dispositivo. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo;
- Tensão de Máxima Potência (VMP): É a única tensão para a qual a potência máxima poderá ser extraída;
- Corrente de Máxima Potência (IMP): Corrente que o dispositivo entrega para potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura.

3.5. Sistema off-grid

Conhecidos como sistemas autônomos, não são conectados à rede elétrica de distribuição. Os sistemas autônomos são utilizados em locais remotos ou onde o custo de se conectar à rede elétrica é elevado. São utilizados em casas de campo, refúgios, iluminação, telecomunicações, bombeamento de água, entre outros. Os sistemas autônomos são divididos em Sistema Autônomo Isolado e Sistema Autônomo Híbrido.

3.5.1. Sistema autônomo isolado

Consiste no sistema puramente fotovoltaico. Dentre os sistemas isolados, existem muitas configurações possíveis. As configurações mais comuns são (DALMOLIN, 2018) :

- Carga CC sem armazenamento: a energia elétrica é usada no momento da geração por equipamentos que operam em corrente contínua.
- Carga CC com armazenamento: é o caso em que se deseja utilizar equipamentos elétricos, em corrente contínua, independentemente de haver ou não geração fotovoltaica simultânea. Para que isto seja possível, a energia elétrica deve ser armazenada em baterias.
- Carga CA sem armazenamento: da mesma forma como apresentado para o caso CC, pode-se usar equipamentos que operem em corrente alternada sem o uso de baterias, bastando, para tanto, a introdução de um inversor entre o arranjo fotovoltaico e o equipamento a ser utilizado.
- Carga CA com armazenamento: para alimentação de equipamentos que operem em corrente alternada é necessário que se utilize um inversor. Um caso típico de aplicação desses sistemas é no atendimento de residências isoladas que possuem eletrodomésticos convencionais.

3.5.2. Sistema autônomo híbrido

Consiste na combinação de outros sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia que assegurem a carga das baterias na ausência de sol. As fontes de energia auxiliares podem ser, geradores eólicos, diesel, gás, gasolina e outros combustíveis.

Em geral, os sistemas híbridos são empregados para sistemas de médio a grande porte, vindo a atender um número maior de usuários. Por funcionar com cargas de corrente contínua, o sistema híbrido também apresenta um inversor. Devido à grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular para cada caso.

Uma possibilidade de configuração para sistemas híbridos está mostrada na Figura 12, na qual se pode perceber a existência de bloco denominado “Unidade de controle e condicionamento de potência”; a função de tal bloco é integrar os vários geradores, de forma que a operação do sistema seja otimizada (BRAGA, 2008).



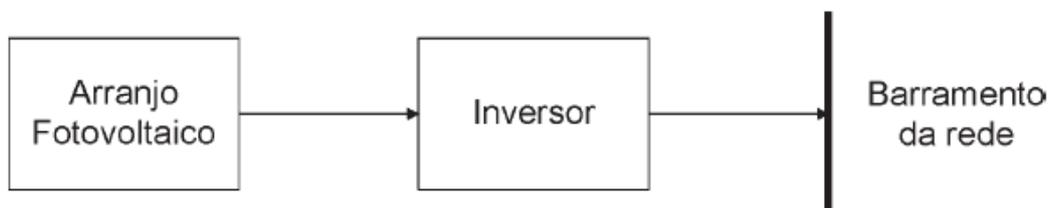
Fonte: (FRAIDENRAICH; LYRA, 1995).

3.6. Sistemas interligados a rede (grid-tie)

Representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão conectados. Normalmente não utilizam armazenamento de energia, pois toda a gerada é entregue diretamente à rede. Para a injeção de energia na rede são utilizados inversores especiais que devem satisfazer a severas exigências de qualidade e de segurança.

A potência fotovoltaica instalada nesse tipo de sistema é muito variável, podendo atingir centenas de kWp em centrais fotovoltaicas e dezenas de kWp para alimentação de cargas residenciais. A Figura 13 mostra o esquema de um sistema fotovoltaico integrado à rede (BRAGA, 2008).

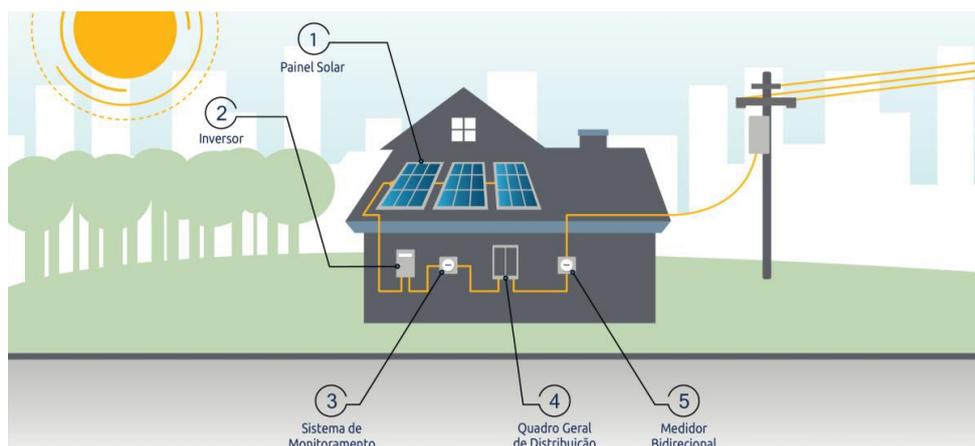
Figura 13: Sistema integrado à rede



Fonte: (CEPEL, 2014)

Esses sistemas substituem ou complementam a energia elétrica convencional disponível na rede elétrica. São sistemas que não necessitam de armazenamento de energia, pois toda a potência gerada é entregue à rede instantaneamente. A Figura 14 exemplifica os componentes do sistema conectado à rede (DALMOLIN, 2018).

Figura 14: Exemplo de sistema *grid-tie*



Fonte: ELYSIA ENERGIA SOLAR, 2018

3.7. Fatores que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos

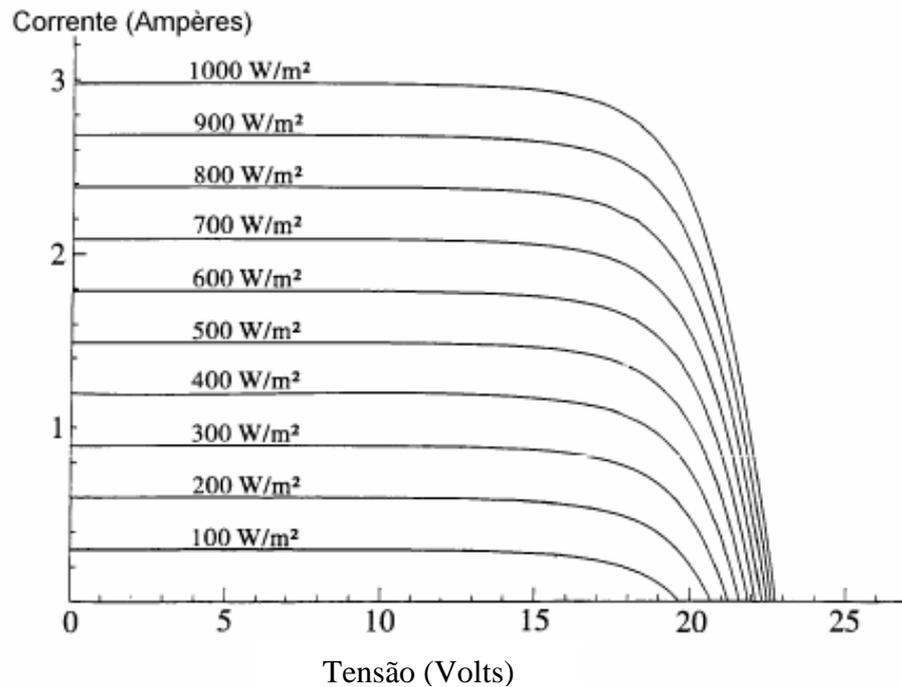
Os principais fatores que influenciam nas características elétricas de um painel são a Intensidade Luminosa e a Temperatura das Células. A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da Intensidade Luminosa. A condição padrão para a plotagem das curvas características dos módulos é definida para uma radiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ na célula. O aumento da temperatura na célula faz com que a eficiência do módulo caia, baixando assim os pontos de operação para a potência máxima gerada (CEPEL, 2014).

a) Intensidade Luminosa

O sol possui movimento aparente no céu de acordo com a hora do dia e com o dia do ano. Para receber maior intensidade luminosa, é necessário fazer o acompanhamento desses movimentos. Entretanto, os módulos normalmente são instalados em posição fixa, devido ao elevado custo dos equipamentos que permitem sua movimentação (seguidores ou *trackers*). Dessa forma, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região em função da

latitude local e das características da demanda. A Figura 15 mostra que a corrente gerada pelo módulo aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa (CEPEL, 2014).

Figura 15: Efeito causado pela variação de intensidade luminosa da luz na curva característica IxV para um módulo fotovoltaico

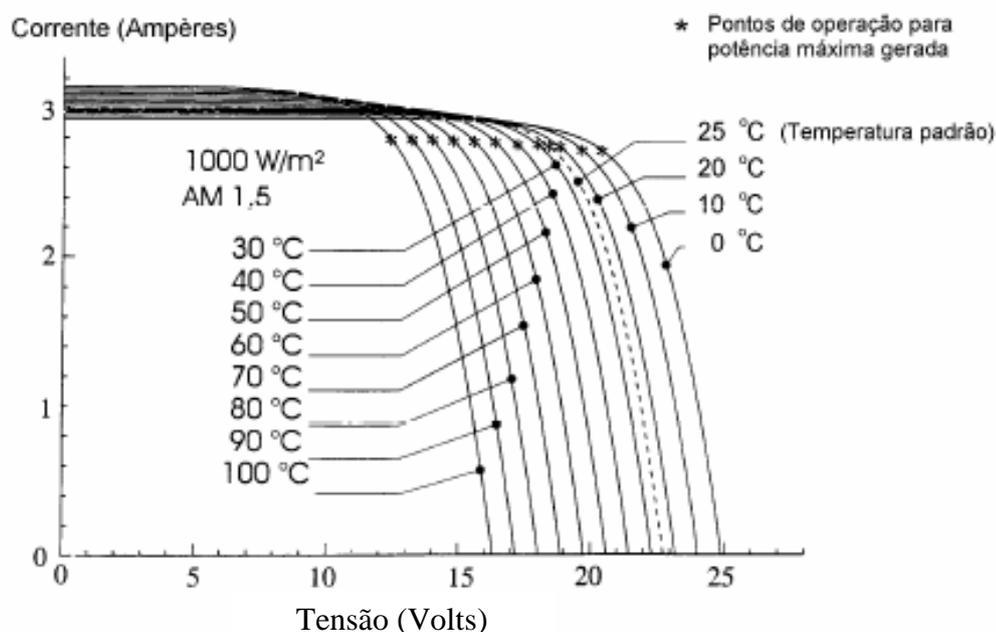


Fonte: (CEPEL, 2014)

b) Temperatura das Células:

O aumento do nível de insolação eleva a temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a reduzir a eficiência do módulo. Tal fato pode ser constatado pela curva da Figura 16. Isso se deve ao fato de que a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto a corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Os módulos de silício amorfo apresentam a menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofram redução no seu desempenho.

Figura 16: Efeito causado pela temperatura na célula na curva característica IxV (para 1000 W/m^2) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.



Fonte: (CEPEL, 2014)

3.8. Inversores

Os inversores solares fotovoltaicos são classificados em inversores ligados à rede, inversores fora da rede e inversores de armazenamento de energia em microrrede de acordo com suas diferentes aplicações. Os inversores *grid-tie* podem ser classificados em microinversores, inversores do tipo *string*, inversores concentrados e inversores de distribuição centralizada de acordo com a potência e o uso (BENEDUCE, 1999).

O microinversor possui a classe de potência de 180W a 1200 W sendo, portanto, adequado para pequenos sistemas de geração de energia. O inversor tipo *string* é o inversor monofásico com potência de 1 kW a 5 kW. É adequado para sistema de geração de energia doméstico. O inversor trifásico com tensões de rede de 220 V, 5 kW a 70 kW é adequado para sistemas de geração de energia industriais e comerciais (FRAIDENRAICH; LYRA, 1995).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), Camargo, Ribeiro e Nahur (2015) e Almondes (2015), o inversor solar *on grid* é um componente chave de conexão entre o painel fotovoltaico e a rede. Além de converter a energia CC gerada pelo componente em energia CA que a rede pode receber, as seguintes funções especiais também estão disponíveis:

- Função de rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT): quando a intensidade da luz do sol e a temperatura ambiente mudam, a potência de entrada do módulo fotovoltaico exibe uma mudança não linear. A potência de saída dos módulos fotovoltaicos é afetada por fatores como a intensidade da luz solar e a temperatura ambiente. Quando a intensidade da luz solar diminui, a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico diminui, a corrente de curto-circuito diminui e a potência máxima de saída diminui. Quando a temperatura do módulo fotovoltaico diminui, a corrente de curto-circuito do componente diminui, mas a tensão de circuito aberto do componente aumenta e a potência máxima de saída aumenta. No caso de uma determinada temperatura de componente e intensidade da luz solar, o mesmo componente tem apenas um único ponto de saída de potência máxima. A função MPPT é a função de rastreamento de potência máxima. Ao ajustar a tensão CC e a corrente de saída, o módulo solar sempre funciona no ponto de operação máximo,

- Inspeção e controle do efeito de ilhamento: na geração de energia normal, o sistema fotovoltaico de geração de energia vinculado à rede é conectado ao sistema de energia em massa para fornecer energia ativa à rede. No entanto, quando a rede está em perda de energia, o sistema de geração de energia fotovoltaica pode continuar a funcionar e estar em operação independente com a carga local. Esse fenômeno é chamado de efeito de ilhamento. Quando o inversor tem um efeito de ilhamento, isso causará grande risco à segurança pessoal, à operação da rede elétrica e ao próprio inversor. Portanto, o padrão de entrada na rede do inversor estipula que o inversor solar fotovoltaico vinculado à rede deve ter a função de inspeção e controle do efeito de ilhamento.

- Inspeção da rede elétrica e função de conexão à rede: antes da conexão à rede e geração de energia do inversor solar vinculado à rede, ele precisa obter energia da rede, detectar a tensão, frequência, sequência de fases e outros parâmetros da transmissão de energia da rede e, em seguida, ajustar os parâmetros de sua própria geração de energia para serem consistentes com os parâmetros elétricos da rede. Depois disso, a conexão à rede e a geração de energia podem ser realizadas.

A eficiência do inversor é a relação entre a potência de saída CA utilizável e a soma da potência de entrada CC e qualquer potência de entrada CA. As eficiências típicas do inversor vinculado à rede excedem 95 % na maioria das condições operacionais. A eficiência muda em função da potência de saída CA, tensão CC e, às vezes, da temperatura do inversor (DOLIF; SILVEIRA; GOMES, 2009).

3.9. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Para a realização do projeto do sistema fotovoltaico mencionado nesse trabalho, será utilizado o conceito de sistema fotovoltaico conectado à rede, uma vez que se pretende complementar a geração de energia com os próprios recursos da concessionária disponível.

O projeto de um sistema fotovoltaico envolve orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida e diversos outros fatores. Através do projeto, pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela demanda. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico (SFV) é o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

As principais etapas do projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede são (adaptado de PINHO; GALDINO, 2014):

- 1 - Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;

- 2 - Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
- 3 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- 4 - Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência (inversor para interligação com a rede)

3.9.1. Avaliação do recurso solar

De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2017), os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área (com diversos períodos de integração), conhecidos como irradiância e irradiação, respectivamente. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia.

A irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), especialmente em dias com nuvens, mas a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos. Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, esse conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Essa grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (1.000 W/m^2), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia (PINHO; GALDINO, 2014).

Geralmente, as estações solarimétricas fornecem dados de radiação solar global, média mensal nos planos horizontais e inclinados. Para esse projeto, utiliza-se os dados obtidos através

do Atlas Solarimétrico do Brasil. Para avaliar a disponibilidade do recurso solar, utiliza-se, então, as coordenadas do local onde pretende-se realizar a instalação dos módulos fotovoltaicos e coleta-se os dados fornecidos pelas estações solarimétricas para avaliar a quantidade de luz solar que incide no local escolhido. Com esses valores, é possível estimar a quantidade de energia solar gerada pelo sistema. Para estimar a energia diária gerada, basta multiplicar a potência do painel fotovoltaico pela quantidade de horas recebidas ao longo do dia.

Segundo o Portal Solar, no Brasil, a melhor direção do painel solar fotovoltaico é a voltada para o Norte. Isso tendo em vista que, no hemisfério Sul, o Sol nasce no Leste, sobe se inclinando ao Norte e se põe no Oeste. Ainda, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, o ângulo de inclinação igual ao da Latitude é normalmente o melhor ângulo para se instalar um painel fotovoltaico.

3.9.2. Levantamento da demanda e consumo de energia elétrica

Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2017), a maneira mais tradicional para determinar a demanda de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas por cada equipamento. Isto é geralmente feito em uma planilha, onde estão listados os equipamentos, sua potência elétrica, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização por semana, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia. Essa estimativa pode ser realizada em média semanal, obtendo-se um valor médio de energia elétrica consumida por dia.

Um importante fator a ser observado é o tipo de alimentação das cargas, se em corrente contínua ou alternada. A utilização de equipamentos CC dispensa a utilização do inversor; porém, a disponibilidade comercial desse tipo de equipamento é menor, seus custos são mais elevados, e, muitas vezes, sua qualidade é inferior à dos equipamentos equivalentes convencionais em CA. Caso o sistema atenda cargas CA, o consumo diário deve ser dividido

por um fator decimal representativo da eficiência média do inversor. Caso o fabricante indique valores de 90 % de eficiência, bastante comuns, o consumo deve ser dividido por 0,9. Além disso, esse deve também ser capaz de suportar os picos de partida requeridos por determinadas cargas, se for o caso (Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2017).

Para esse trabalho, o projeto fotovoltaico discutido não poderá contar com o levantamento da demanda energética uma vez que o condomínio em questão ainda está em fase de construção. Portanto, utiliza-se outro fator determinante: Disponibilidade de área para a instalação. Uma vez que se visa projetar um sistema conectado à rede, a intenção inicial para esse projeto é a de reduzir o valor da fatura mensal de energia através da energia gerada pelo sistema fotovoltaico instalado. No entanto, conforme será discutido posteriormente, a maneira com a qual o projeto foi realizado permitirá que o mesmo seja ampliado de acordo com a demanda energética no futuro, quando o condomínio já estiver em pleno funcionamento.

Considerando a área disponível, calcula-se o número de painéis fotovoltaicos necessários para preencher a região. Isso é possível uma vez que o fabricante fornece as dimensões físicas dos módulos fotovoltaicos. Logo, basta dividir a área total disponível pela área de cada módulo. Através desse resultado e dos dados fornecidos pelas estações solarimétricas, é possível estimar a energia gerada pelo sistema.

3.9.3. Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Para o dimensionamento da potência do sistema, é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado na região. No Sistema de Compensação de Energia adotado pelo Brasil (Resolução Normativa ANEEL 482/2012), quando o sistema fotovoltaico gerar mais energia do que a demandada pela instalação consumidora, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o medidor registra essa energia. O contrário ocorre quando a edificação consome mais energia do que a gerada pelo sistema, fazendo com que, nesse caso,

o medidor registre o fluxo em seu sentido convencional (Manual de Engenharia Fotovoltaica, 2017).

Usualmente, parte-se do valor da demanda energética consumida estimada pelo local para determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários no arranjo. O cálculo utilizado para determinar esse valor é obtido em (1).

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (1)$$

Onde P_{FV} é a potência de pico do painel fotovoltaico, $E(\text{Wh/dia})$ é o consumo diário médio da edificação, $HSP_{MA}(h)$ é a média diária da radiação solar incidente no plano do painel e TD é a taxa de desempenho.

Segundo Portal Solar (2019), para sistemas fotovoltaicos residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema fotovoltaico é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia fotovoltaica utilizada. Geralmente, de modo a se reduzir a incerteza na estimação da TD do sistema, são utilizados *softwares* de dimensionamento, como o *PVsyst*, o qual será utilizado posteriormente.

De qualquer forma, normalmente o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é condicionado pelos recursos financeiros disponíveis para investimento e pela área disponível para sua instalação, muito mais do que propriamente pelas questões técnicas ou de desempenho. Após o dimensionamento do gerador fotovoltaico, deve-se avaliar qual tecnologia melhor atende ao projeto, considerando o custo da energia gerada pelo sistema e as vantagens arquitetônicas e elétricas de cada tecnologia. A escolha de um fabricante também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia dos módulos (20 a

25 anos) e às características do produto em termos dos parâmetros elétricos e eficiência e pós-venda (Portal Solar, 2019).

3.9.4. Dimensionamento do Inversor

O dimensionamento do inversor (ou inversores) utilizado no projeto deve estar de acordo com a potência do gerador fotovoltaico determinada no processo mencionado, de forma que o que o inversor não opere por um longo período com potências abaixo ou acima da potência nominal do sistema. De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2017), de uma forma conservadora, a potência do inversor pode ser igual à potência nominal da geração pelos módulos fotovoltaicos.

O dimensionamento do painel solar é o fator mais importante para determinar o tamanho apropriado para o inversor. Como o inversor solar converte a eletricidade CC proveniente da matriz fotovoltaica, ele precisa ter a capacidade de lidar com toda a energia produzida pela matriz. Segundo Costa (2010), é admitido uma faixa de potência do inversor entre 75 % a 120 % da potência nominal do gerador solar. Todavia, para projetos envolvendo grandes potências, essa é uma faixa muito extensa. Logo, é comum a utilização de valores médios dessa faixa de potência utilizando, assim, inversores com no mínimo 90 % da potência do gerador fotovoltaico e no máximo 110 % da potência do gerador fotovoltaico.

O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, a qual é informada no *datasheet* do fabricante, conforme (2) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos em série} \cdot V_{ocTmin} < V_{imax} \quad (2)$$

Onde, V_{imax} é a Máxima tensão CC. admitida pela entrada do inversor, V_{ocTmin} é a tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista.

O inversor fotovoltaico também possui uma corrente máxima de entrada CC. Para garantir que esse valor não seja ultrapassado, pode-se calcular o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo, com auxílio de (3) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N^{\circ} \text{ máximo de fileiras de séries fotovoltaicas} = \frac{I_{imax}}{I_{sc}} \quad (3)$$

Onde, $I_{imax}(A)$ é a corrente máxima CC. admitida na entrada do inversor e $I_{sc}(A)$ é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico.

Usualmente, o fabricante indica o número máximo de *strings* que pode ser utilizada. Há casos ainda que o inversor disponibiliza mais de uma entrada independente com seguidor de ponto de potência máxima. Nesse caso, o fabricante indica os limites que devem ser observados para cada seguidor.

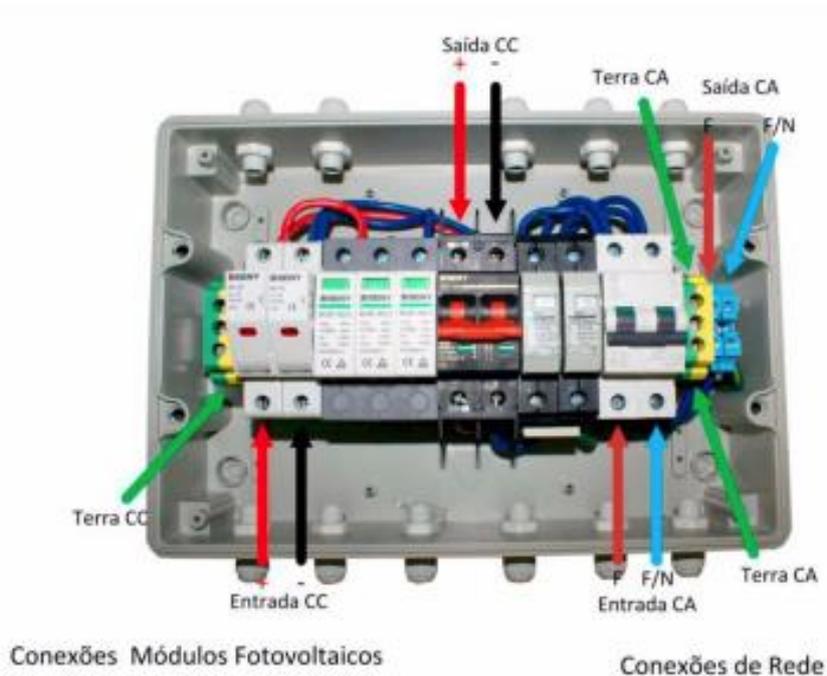
3.9.5. Proteção e aterramento

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é necessário fazer-se o aterramento de proteção dos equipamentos (conexão da carcaça condutora ao terra) e o aterramento funcional do sistema (conexão do circuito elétrico ao terra, através do condutor neutro, no lado CA). O aterramento do lado CC depende da tecnologia de módulo ou de inversor utilizada. As tecnologias de filme fino devem ter uma das polaridades aterradas, já as de silício cristalino, em geral, ficam em flutuação; normalmente inversores sem transformadores não podem ser aterrados. A regra geral é que se deve sempre consultar o manual do equipamento para verificar o procedimento recomendado pelo fabricante (RUTHER; URBANETZ JUNIOR 2012).

Por razões de segurança, é importante que as caixas dos equipamentos e as estruturas metálicas de suporte dos módulos fotovoltaicos e das baterias estejam devidamente conectadas à terra. Todo metal exposto, que possa ser tocado, também deve ser aterrado. O aterramento deve ser feito de forma a permitir a equipotencialização de todos os corpos condutores da instalação. O aterramento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede difere dos sistemas isolados pois o aterramento de cada unidade, individualmente, é interconectado com o aterramento das outras unidades consumidoras da concessionária, aumentando a eficiência da malha de aterramento (Portal Solar, 2019).

Ainda para a proteção do circuito, existem as caixas de junção, ou *string boxes*, que são quadros elétricos com função de armazenar e proteger as conexões dos módulos fotovoltaicos e os dispositivos de proteção usados nos circuitos. A Figura 17 ilustra esse equipamento (CAMARGO, 2017).

Figura 17: String box com dispositivos de proteção



Fonte: CAMARGO, 2017

Os dispositivos de proteção comumente utilizados nesse tipo de instalação são os dispositivos de proteção contra surto (DPS) e disjuntores, tanto para a parte CA quanto para a parte CC do circuito.

O DPS é um equipamento de proteção elétrica essencial nas instalações elétricas. Ele é ligado entre as fases e o aterramento de proteção e tem a função de proteger a instalação na ocorrência de surtos causados por descargas atmosféricas. O dispositivo funciona por meio da variação da impedância entre dois pontos, ou seja, a impedância fase-neutro ou fase-terra. Em situações normais o DPS se comporta como um circuito aberto, sendo praticamente invisível na instalação. Quando um surto de tensão ocorre na instalação o DPS torna-se um circuito fechado desviando a corrente do condutor com sobretensão para o aterramento, diminuindo a tensão sobre outros equipamentos conectados ao circuito. Os surtos de tensão podem ser causados por descargas atmosféricas, descargas diretas, descargas indiretas ou manobras na rede. As descargas elétricas e os fenômenos que causam a sobretensão em um circuito apresentam curvas de tensão e corrente de descarga características (Canal Solar, 2020).

3.9.6. Cabeamento

Os condutores utilizados nos sistemas fotovoltaicos devem ser fabricados de acordo com as normas nacionais correspondentes. Recomenda-se que a seção do condutor seja tal que a queda máxima de tensão entre o gerador fotovoltaico e as cargas não exceda 5 % da tensão nominal do sistema, ou 3 % em qualquer circuito derivado (Portal Solar, 2019).

Em toda a instalação, os condutores utilizados devem ter as polaridades positiva e negativa claramente identificadas, assim como o cabo de aterramento e de fases e neutro. Deve-se respeitar a convenção de cores dos revestimentos do cabo bipolar, ou seja, vermelha para o condutor positivo, preta para o condutor negativo e verde para o cabo terra. Cuidado especial deve ser observado durante a operação de desencapar as extremidades do cabo bipolar de uso

externo (duplo isolamento) para não comprometer o isolamento entre os dois condutores, possibilitando a ocorrência de um curto-circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo o Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos (2017), os cabos sujeitos a intempéries e diretamente expostos à luz solar, devem ter revestimento plástico resistente à radiação ultravioleta, para que não tenham que ser substituídos com frequência. Usualmente, a instalação dos sistemas fotovoltaicos também requer terminais, fita isolante, eletrodutos, parafusos, conectores para terminais de bateria (*bornes*), abraçadeiras, buchas de fixação, pregos etc., para fixar os diversos elementos do sistema à suas bases e suportes, e para efetuar as conexões elétricas. Esses acessórios devem ser adequados ao tipo de material usado para as instalações. Deve-se evitar a utilização de estruturas, caixas e parafusos metálicos que apresentem facilidade de corrosão.

É possível utilizar a norma NBR 16612 para indicar a bitola adequada para os condutores em função do comprimento do circuito, da tensão nominal e do nível de perdas pretendido. De forma alternativa, utiliza-se (4) para determinar a seção mínima de condutor S , necessária para uma determinada instalação em corrente contínua (MAMEDE FILHO, 2017).

$$S(mm^2) = \rho \times \frac{d \times I}{\Delta V} \quad (4)$$

Onde ρ ($\Omega mm^2/m$) é a resistividade do material do condutor (geralmente cobre), d (m) é distância total do condutor, considerando o trecho de retorno (ida e volta), I (A) é a corrente através do condutor, ΔV (V) é a queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado.

Nas instalações de sistemas fotovoltaicos utiliza-se condutores de cobre, material que a 20 °C apresenta tipicamente uma resistividade $\rho_{cu} = 0,01724 \Omega mm^2/m$ e coeficiente de variação com a temperatura de $\alpha_{cu} = 0,0039 \text{ } ^\circ C^{-1}$, que permite determinar a influência da

temperatura na resistividade dos materiais através de (5). Os parâmetros reais a serem aplicados para a fiação utilizada devem ser obtidos na documentação do respectivo fabricante (MAMEDE FILHO, 2017).

$$\rho(T) = \rho(20^{\circ}\text{C}) \times (1 + \alpha(T - 20^{\circ}\text{C})) \quad (5)$$

Onde T ($^{\circ}\text{C}$) é a temperatura de referência e ρ ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) é a resistividade do material.

Além disso, os módulos fotovoltaicos comerciais apresentam uma caixa de conexões, geralmente denominada caixa de junção, em sua parte traseira, conforme ilustra a Figura 18. A caixa de junção recebe os terminais das conexões elétricas das células fotovoltaicas e aloja os diodos *bypass*, que têm como função evitar a queda na eficiência do módulo em caso de um possível sombreamento (CAMARGO, 2017).

Figura 18: Caixa de junção de um módulo fotovoltaico



Fonte: CAMARGO, 2017

Os conectores utilizados para interligar um módulo ao outro são conhecidos como MC4 e foram desenvolvidos e patenteados pela empresa alemã Multi-Contact para utilização em sistemas fotovoltaicos. A Figura 19 representa esse tipo de conector.

Figura 19: Conectores MC4

Fonte: CAMARGO, 2017

3.9.7. Fixação

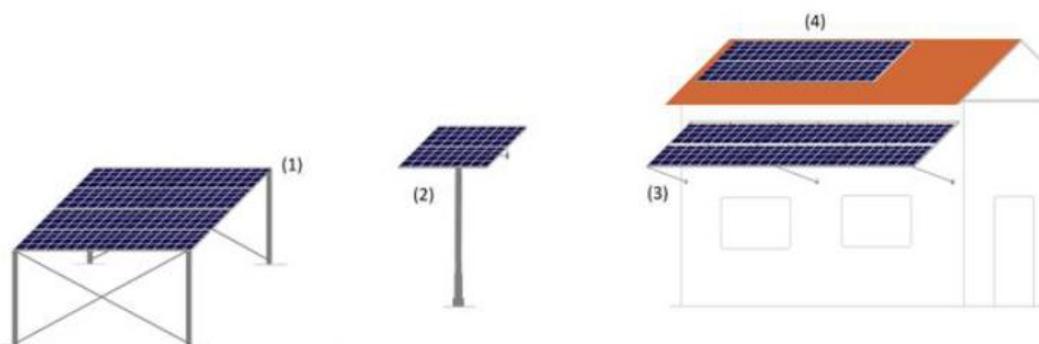
A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos tem como função posicioná-los de maneira estável. Além disso, ela deve assegurar a ventilação adequada, permitindo dissipar o calor devido à ação dos raios solares e ao processo de perdas na conversão de energia. Isso é importante porque a eficiência dos módulos diminui com a elevação da temperatura, podendo até comprometer seu funcionamento normal. Deve ainda possibilitar o distanciamento entre módulos, conforme indicação do fabricante, para evitar danos mecânicos aos mesmos conforme sua dilatação (Manual de Engenharia para Sistemas fotovoltaicos, 2017).

Em qualquer caso, o suporte é uma estrutura concebida especialmente para se adaptar ao terreno ou à estrutura do prédio (sem prejudicar sua estética), às características dos módulos e à estratégia de ajuste de inclinação e orientação. Os módulos fotovoltaicos devem ser montados sobre essa estrutura que deve rígida e de geometria adequada para dar a orientação e o ângulo de inclinação (fixo ou variável) necessários, a fim de assegurar a máxima captação da luz solar durante o período de interesse, e dotar o conjunto de uma rigidez mecânica que permita suportar o peso dos módulos e os ventos fortes. Além disso, a estrutura de suporte deve estar

eletricamente aterrada e ser fabricada com materiais menos suscetíveis a corrosão, especialmente em locais com condições ambientais agressivas (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 20 mostra as formas usuais de instalação dos módulos fotovoltaicos.

Figura 20: Formas usuais de instalação de módulos fotovoltaicos: (1) Solo, (2) Poste, (3) Fachada, (4) Telhado



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014

3.10. Regulamentação

Os sistemas fotovoltaicos são divididos em microgeração, com potência nominal até 75 kW, e minigeração, com potência nominal maior que 75 kW até 5.000 kW. Conforme a potência nominal do sistema fotovoltaico, as distribuidoras estabelecem exigências para aceitar a conexão à rede (Portal Solar, 2019).

A partir das informações obtidas pela construtora Imojel, responsável pela obra do loteamento em questão, é sabido que o projeto se enquadrará nas normas do Grupo A e a geração de energia gerada através do projeto em discussão o classificará como um projeto de microgeração. O Grupo A é a denominação dada para os consumidores que recebem energia com tensão igual ou superior a 2,3 kV. Esses consumidores têm a tarifa binômia, ou seja, são tarifados pelo consumo de energia em kWh e pela demanda em kW. Como recebem a energia da distribuidora em um nível elevado de tensão, é preciso rebaixar para um nível de tensão

utilizável, geralmente 380 V, 220 V e 127 V. Dessa forma, a conexão com o sistema de distribuição é feita por uma subestação particular, composta por transformador e dispositivos de proteção. Dados de consumo, demanda, tensão, proteções da subestação e potência do transformador são importantes para dimensionar um sistema fotovoltaico e realizar uma análise de investimento (Canal Solar, 2020).

As resoluções normativas 482 e 687 da ANEEL determinam alguns pontos importantes para consumidores do grupo A que querem instalar um sistema fotovoltaico (Portal Solar, 2019):

- O limite de potência do sistema fotovoltaico que pode ser instalado pelo cliente é igual ao valor da demanda contratada (potência) em kW;
- O consumidor sempre pagará a demanda contratada, independentemente de quanta energia consumir no mês;
- A compensação da energia injetada deve ocorrer primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração. Em outras palavras: a compensação dos créditos de energia deve ser prioritariamente feita com o valor da energia no horário em que ela foi produzida. No caso dos sistemas fotovoltaicos a geração ocorre durante o dia, no horário fora de ponta (período em que há mais luz solar). Isso é um pouco ruim para os sistemas fotovoltaicos, pois eles geram durante o dia (quando a energia é mais barata), mas seria conveniente usar a energia compensada no horário da noite (quando a energia é mais cara);
- A compensação da energia consumida no horário de ponta se dará somente após a compensação total da energia consumida no horário fora de ponta (posto tarifário no qual a geração de energia ocorreu). Essa compensação será feita de acordo com o fator de correção dado pelas tarifas de energia no horário de ponta e fora de ponta (TE Ponta / TE Fora Ponta);

- Consumidores livres – consumidores que compram energia no Mercado Livre – não podem participar do sistema de compensação de energia. Isso não os impede de instalar um sistema fotovoltaico, mas as regras e variáveis são outras.

Além disso, atualmente, estão vigentes as seguintes normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) relativas aos sistemas fotovoltaicos (DALMOLIN, 2018):

- NBR 10899 – Energia solar fotovoltaica, Terminologia;
- NBR 11704 – Sistemas fotovoltaicos, Classificação;
- NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos, Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16150 – Sistemas fotovoltaicos, Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, Procedimento de ensaio de conformidade;
- NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- NBR IEC 62116 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;

De uma forma geral, os principais documentos regulatórios referentes a esse tema são (BÚSSOLO, 2018):

- REN 482/2012 – 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.

- REN 687/2015 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- REN 414/2010 – Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.
- REN 506/2012 – Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora e dá outras providências.
- PRODIST – Módulo 3 – Estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.
- FAQ ANEEL – Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 – atualizado em 01/03/2016 – ANEEL.
- OFÍCIO CIRCULAR 0010/2017-SRD/ANEEL de 22/3/2017 – Esclarece questionamento de distribuidoras e consumidores a respeito da REN 482/2012.
- Nota Técnica 0056/2017 – SRD/ANEEL de 24/5/2017 – Atualiza as projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024.
- OFÍCIO ANEEL 0107.2016 – Esclarece questionamento sobre o limite de potência, se existe restrição de potência instalada por pessoa jurídica. Documento SIC nº. 48513.005927/2016-00.

- OFÍCIO ANEEL 0112.2016 – Esclarece questionamento sobre a não aplicação de fatores de ajuste de tarifas no caso de compensação de créditos de energia entre postos tarifários em níveis de tensão elétrica distintos. Documento SIC nº. 48513.005928/2016-00
- PARECER Nº. 00001/2017/PFANEEL/PGF/AGU – Esclarece a não permissão de habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) de consumidor que produz geração distribuída.

3.11. Impacto Ambiental

Uma das restrições técnicas à difusão de projetos de aproveitamento de energia solar é a baixa eficiência dos sistemas de conversão de energia, o que torna necessário o uso de grandes áreas para a captação de energia em quantidade suficiente para que o empreendimento se torne economicamente viável. Comparada, contudo, a outras fontes, como a energia hidráulica, por exemplo, que muitas vezes requer grandes áreas inundadas, observa-se que a limitação de espaço não é tão restritiva ao aproveitamento da energia solar (Portal Solar, 2019).

Ao reduzir os valores da fatura de energia dos usuários, os sistemas fotovoltaicos não apenas se pagam ao longo do tempo, mas também ajudam a reduzir a poluição do ar causada pelas empresas geradoras de energia. Os sistemas de energia solar ajudam a aumentar a capacidade de atendimento de carga nos horários de pico, evitando a necessidade de ligar sistemas suplementares caros e poluentes durante esse aumento de demanda. Quanto mais sistemas geradores de energia elétrica solar estiverem instalados por conta dos próprios usuários, menor a necessidade da concessionária de investir na expansão da produção de energia elétrica. Ou seja: favorece tanto o usuário quanto o produtor de energia elétrica (CABELLO, 2013).

Contribuir com a produção de energia limpa a partir do seu próprio sistema elétrico solar ajuda a criar empregos e é uma ótima maneira de mitigar a poluição e outros problemas produzidos pela eletricidade derivada do combustível fóssil, ou mesmo os impactos ambientais oriundos da construção de usinas hidrelétricas. Os sistemas de geração elétrica movidos a energia solar ajudam a reduzir seu impacto no meio ambiente e a gera economia todos (DALMARCO, 2017).

4. PROJETO

A discussão desse projeto é um estudo de viabilidade técnica para a elaboração de um sistema de geração de energia fotovoltaica instalado em um loteamento residencial na cidade de Lajeado-RS.

Uma vez que o loteamento ainda está em construção e sua infraestrutura ainda não se encontra em funcionamento, não é possível contar com os dados do consumo energético do local. Portanto, optou-se por realizar o projeto fotovoltaico considerando-se a área disponível e a possível potência gerada.

O primeiro passo para o dimensionamento do projeto foi analisar a área do loteamento para verificar o local ideal para a instalação dos painéis. O critério utilizado foi tentar ocupar a maior área possível e com a menor incidência de sombra. Ao mesmo tempo, ao entrar em contato com a construtora para discutir sobre o projeto, os responsáveis pela obra solicitaram que houvesse uma preocupação com a estética do local. Logo, dentre as possibilidades disponíveis, optou-se por projetar um estacionamento solar, considerando a área já determinada para o estacionamento coberto.

A Figura 21 foi retirada do portal da construtora e representa uma renderização do local onde o estacionamento será implementado. Como o loteamento ainda está em fase de

construção, não é possível obter fotos reais do local. Vale também ressaltar que, embora na imagem os estacionamentos estejam sem as coberturas, já consta no projeto da construtora a construção das mesmas.

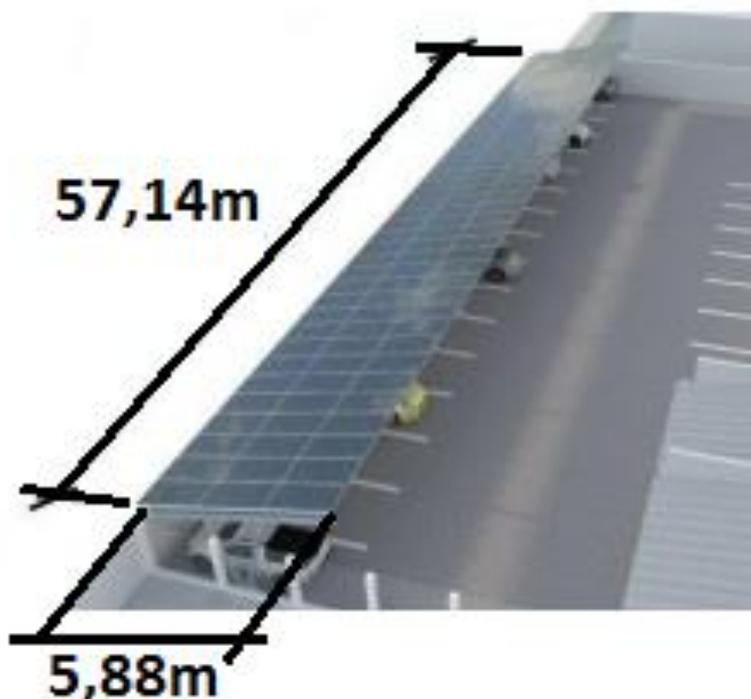
Figura 21: Renderização do local do projeto



Fonte: Construtora Imojel – Lajeado, RS

Conforme dados informados pela construtora, o estacionamento contará com 6 faixas de garagem, cada faixa para 16 carros. O comprimento da área disponível para a área coberta de cada garagem é de 57,14 m. Em relação à largura, como a mesma não foi informada pela construtora, fez-se uma breve pesquisa acerca da largura necessária para cobrir confortavelmente um carro, levando em conta garagens previamente construídas, e estimou-se um valor próximo a 5 m. Levando-se em conta as dimensões do módulo fotovoltaico escolhido, o qual será discutido em detalhes posteriormente, determinou-se o arranjo geométrico demonstrado na Figura 22, cuja largura definida é de 5,88m.

Figura 22: *Design* do estacionamento solar para cada faixa de estacionamento.



Fonte: NICOLA, 2018 - adaptado pela autora.

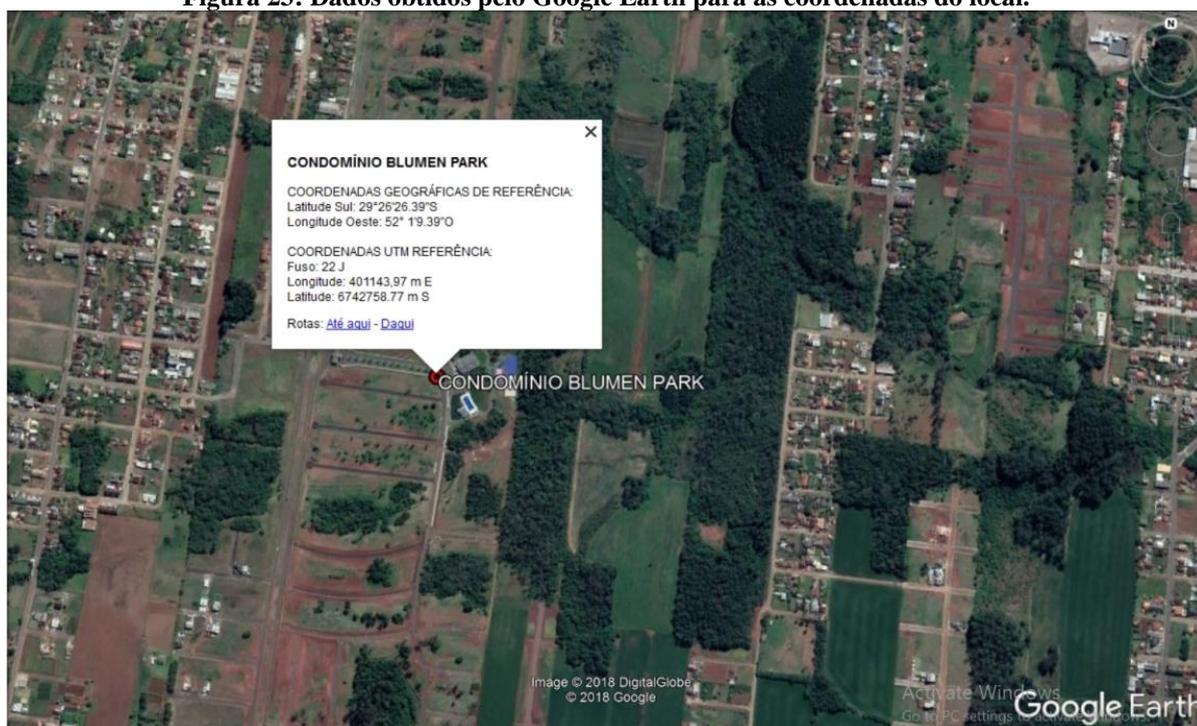
Levando em conta essas dimensões, a área disponível para a instalação do projeto fotovoltaico é de 336 m². Considerando as 6 faixas, a área total disponível 2015,89m².

Conforme mencionado, ainda não é possível contar com os dados do consumo energético uma vez que a obra ainda está em andamento. Logo, optou-se por realizar o projeto fotovoltaico levando em conta cada faixa de estacionamento individualmente. Dessa forma, uma vez que as faixas contam com as mesmas dimensões, o projeto pode ser replicado de acordo com a demanda energética no futuro.

4.1. Dados solarimétricos e simulação para pré-dimensionamento

Uma vez que se definiu o local, é necessário coletar os dados solarimétricos da região. Para tal, utilizou-se o *software Google Earth*. A Figura 23 demonstra os dados obtidos.

Figura 23: Dados obtidos pelo Google Earth para as coordenadas do local.



Fonte: Google Earth

A Figura 24 e Figura 25 determinam a quantidade de irradiação horizontal e de plano inclinado para as localizações que englobam às coordenadas do Condomínio BlumenPark, local no qual o projeto será realizado. Os dados foram retirados do Atlas Solarimétrico do Brasil. Esses dados foram utilizados para o cálculo do dimensionamento dos painéis fotovoltaicos que serão aplicados às regiões definidas posteriormente.

Figura 24: Irradiação no Plano Horizontal no condomínio BlumenPark.

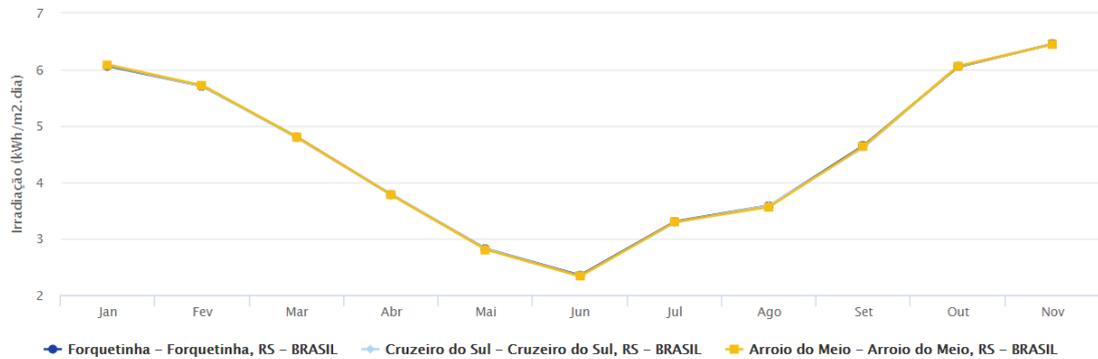
Localidades próximas

Latitude: 29,440664° S
Longitude: 52,019275° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Forquethina	Forquethina	RS	BRASIL	29,401° S	52,049° O	5,3	6,06	5,71	4,80	3,78	2,82	2,35	2,58	3,30	3,59	4,65	6,05	6,46	4,35	4,11
✓	Cruzeiro do Sul	Cruzeiro do Sul	RS	BRASIL	29,5° S	52,049° O	7,2	6,08	5,71	4,79	3,79	2,82	2,34	2,58	3,29	3,59	4,62	6,06	6,46	4,34	4,12
✓	Arroio do Meio	Arroio do Meio	RS	BRASIL	29,401° S	51,949° O	8,1	6,09	5,72	4,80	3,78	2,81	2,33	2,58	3,30	3,57	4,64	6,07	6,45	4,34	4,12

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

29,440664° S; 52,019275° O



Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2019

Figura 25: Irradiação no Plano Inclinado no Condomínio BlumenPark

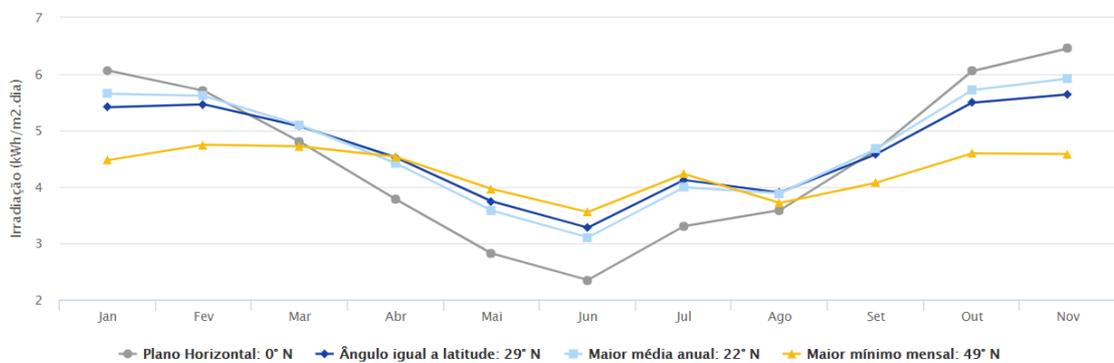
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Forquethina
Município: Forquethina, RS - BRASIL
Latitude: 29,401° S
Longitude: 52,049° O
Distância do ponto de ref. (29,440664° S; 52,019275° O): 5,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	6,06	5,71	4,80	3,78	2,82	2,35	2,58	3,30	3,59	4,65	6,05	6,46	4,35	4,11
✓	Ângulo igual a latitude	29° N	5,41	5,47	5,08	4,52	3,74	3,28	3,52	4,12	3,90	4,58	5,49	5,64	4,56	2,36
✓	Maior média anual	22° N	5,65	5,61	5,10	4,42	3,58	3,11	3,35	3,99	3,89	4,67	5,72	5,92	4,58	2,81
✓	Maior mínimo mensal	49° N	4,47	4,75	4,72	4,53	3,96	3,55	3,79	4,23	3,72	4,07	4,59	4,58	4,25	1,19

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Forquethina-Forquethina, RS-BRASIL

29,401° S; 52,049° O

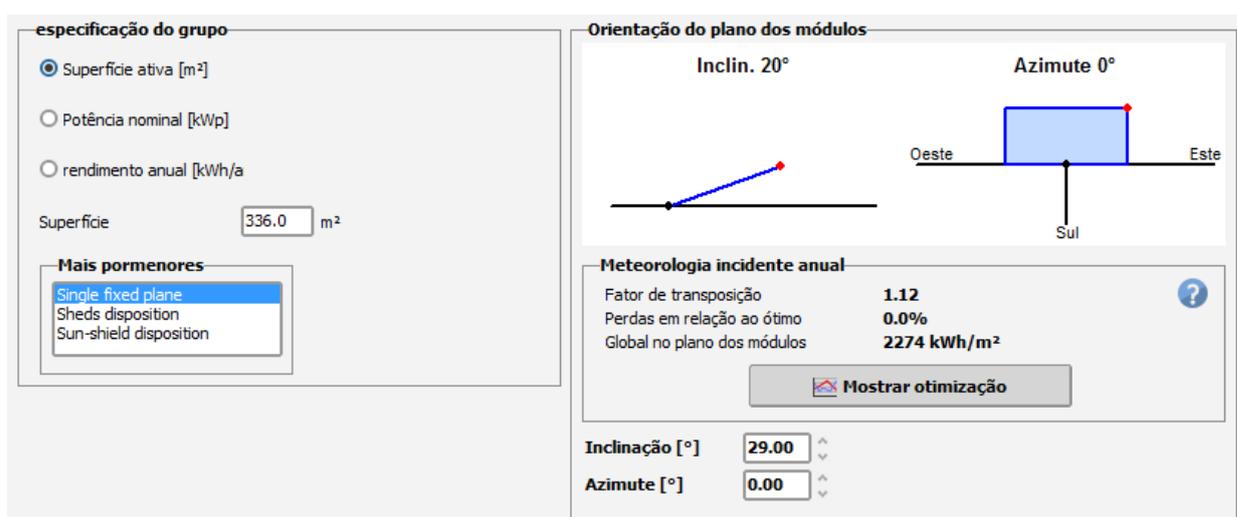


Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil, 2019

Considerando as coordenadas obtidas, as mesmas foram inseridas no *software* de simulação para projetos fotovoltaicos *PVsystem*. Esse *software* conta com o banco de dados do Atlas Solarimétrico do Brasil e é amplamente utilizado na indústria para a realização precisa de projetos fotovoltaicos.

Além das coordenadas do local, também foram inseridas a orientação e inclinação ideal dos módulos fotovoltaicos. Para a orientação, os painéis devem estar sempre orientados para o Norte (Azimuth = 0°) para garantir a maior exposição à luz solar. Em relação à inclinação, esse valor deve ser o mais próximo possível da latitude do local. Com esses dados inseridos, é possível ver através da Figura 26 que, para essas condições, a perda simulada em relação ao ponto ótimo é de 0%.

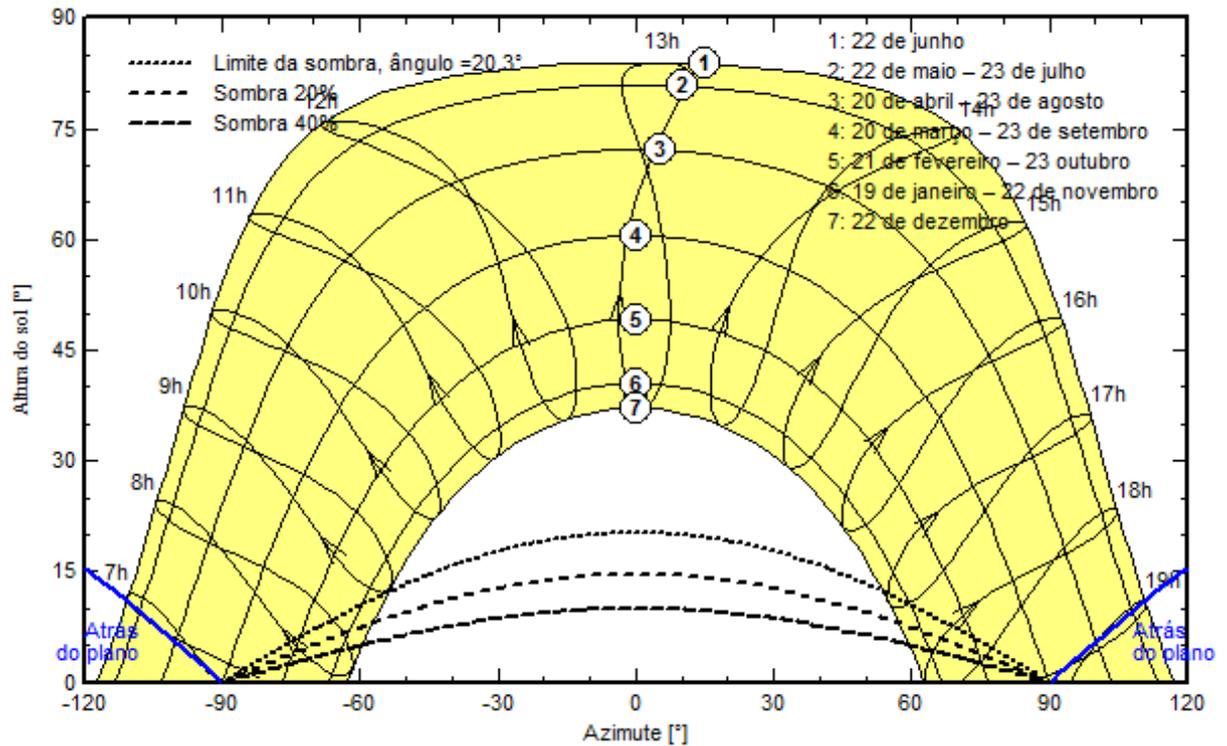
Figura 26: Resultado obtido pelo PVSYSY



Fonte: A autora

Além dessa análise, é possível realizar uma análise acerca da trajetória no sol no horizonte, levando em conta as sombras geradas nesse local.

Figura 27: Análise da trajetória do sol no horizonte com simulação para sombreamento

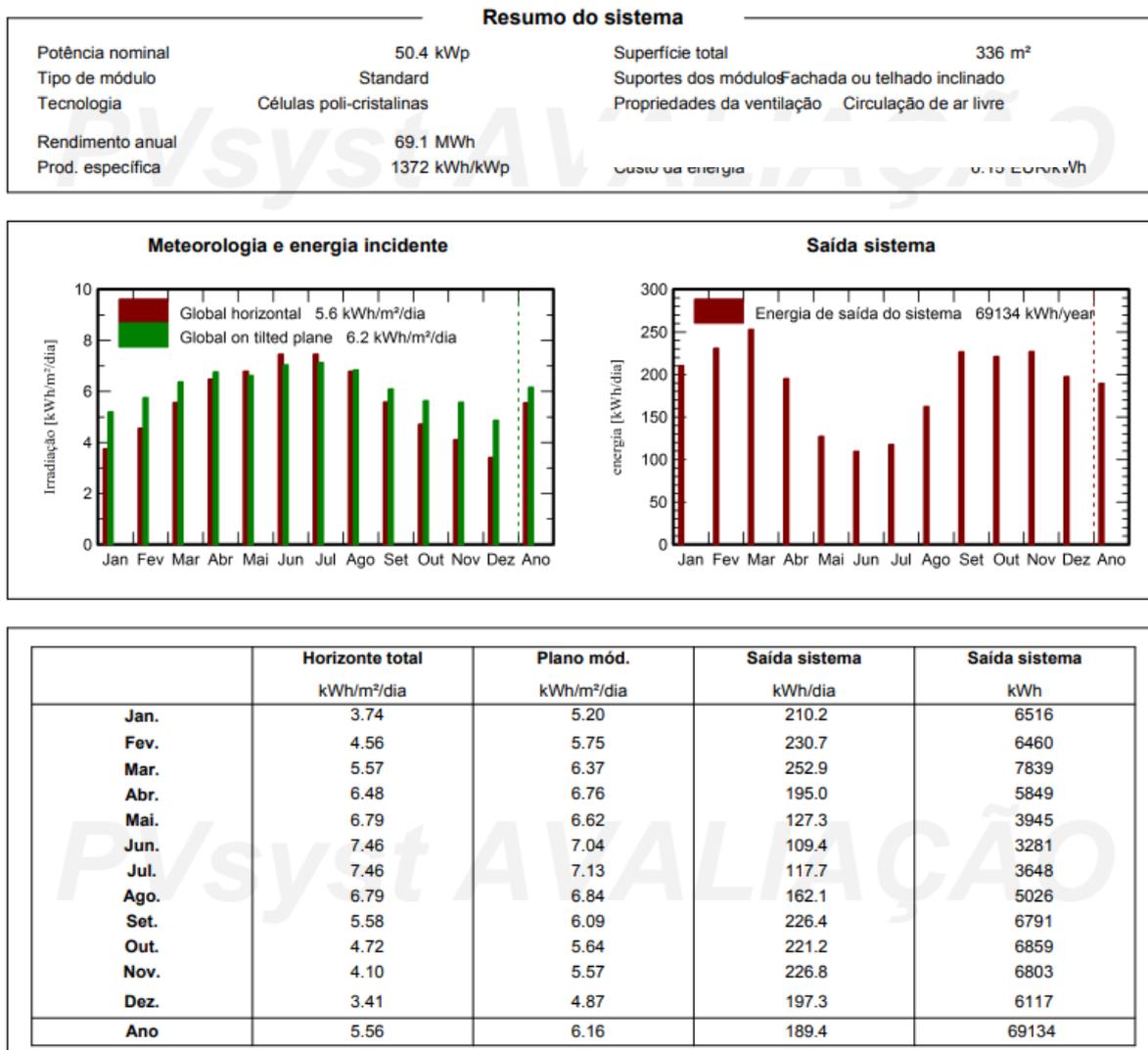


Fonte: A autora

Através da análise da Figura 27, é possível verificar que a sombra não tem grande influência no local escolhido para a instalação dos painéis.

Analisando o resumo da simulação do pré-dimensionamento pelo software *PVsystem*, é possível observar que a potência estimada da instalação é de 50,4 kWp, conforme demonstrado na Figura 28.

Figura 28: Resumo gerado pelo PVsyst



Fonte: A autora

4.2. Módulos fotovoltaicos

Com base nas características apresentadas no estudo teórico, decidiu-se usar no projeto placas de silício policristalino, devido sua boa eficiência e tempo de vida útil, apresentando custos menores em relação ao painel monocristalino. O modelo escolhido foi o CSUP - 330P da Canadian Solar e todos os detalhes e características do módulo fotovoltaico escolhido estão representados no Anexo A. Esse modelo foi escolhido através de uma comparação feita entre

os modelos disponíveis no mercado. Após uma pesquisa entre os módulos disponíveis, suas potências e seu preços de mercado, optou-se por esse modelo devido ao fato do mesmo ser altamente disponível no mercado, com ótima relação custo benefício para a potência gerada, além do mesmo atender às especificações da normativa 482 da ANEEL.

Conforme mencionado, a área disponível para cada faixa de estacionamento coberto é de 336 m². Considerando as dimensões do módulo fotovoltaico escolhido, calcula-se um valor de 171 módulos na área disponível.

Considerando os 171 módulos que geram individualmente 330 kWp, o valor total da potência instalada será de 56,43 kWp, o que é próximo ao valor simulado pelo *software PVsyst* quando levou-se em conta apenas a área disponível sem um módulo fotovoltaico específico.

4.3. Inversores

Para o inversor, sabe-se que o o valor ideal da potência do mesmo pode estar entre no mínimo 90 % da potência do gerador fotovoltaico e no máximo 110 % da potência do gerador fotovoltaico. Logo, considerado os 56,43 kWp calculados anteriormente, admite-se que o inversor deve ter potência nominal de no no mínimo 50,78 kW e no máximo 62,07 kWp. No entanto, inversores dentro dessa faixa de potência são pouco disponíveis no mercado e, quando são, seu custo é muito elevado. Por esse motivo, optou-se por dividir o sistema e utilizar dois inversores. Considerando agora que a metade do sistema tem, por aproximação, 86 módulos com potência total de 28,38 kWp, a nova faixa de aceitação para o inversor é de 25,54 kWp a 31,21 kWp. Com essas informações, escolheu-se duas unidades do inversor modelo Fronius ECO 27.0, cujas informações do fabricante podem ser vistas no Anexo B. Esse modelo foi escolhido por ser altamente disponível no mercado e apresentar boas avaliações em relação ao seu custo-benefício.

4.4. Arranjo elétrico

Com os dados técnicos do inversor e dos módulos fotovoltaicos, foi possível determinar qual é a melhor ligação entre esses componentes.

O primeiro parâmetro que deve ser levado em conta é o número de linhas em paralelo (*strings*) que o inversor consegue suportar por entrada MPPT. Pelo manual do fabricante do inversor, o mesmo possui uma entrada MPPT que suporta no máximo 5 *strings*, ou seja 5 linhas de módulos ligadas em paralelo. Para avaliar a disposição de *strings*, é necessário fazer a seguinte análise: Como pode ser visto no *datasheet* do módulo fotovoltaico escolhido, a tensão operacional ideal (V_{mp}) é de 37,2 V e a corrente operacional ideal (I_{mp}) é de 8,88 A. Ainda do *datasheet* do inversor, levando-se em conta o limite inferior de 580 V para a tensão de cada *string*, sabe-se então que são necessários no mínimo 16 módulos para atingir esse valor ($580 V/37,2 V$). Da mesma forma, sabendo que o limite máximo de tensão por *string* pelo manual de fabricante é de 850 V, logo, o limite máximo de módulos por linha é de 22 ($680 V/37,2 V$).

Conforme manual do fabricante do inversor, nota-se ainda que a potência máxima gerada pelos módulos fotovoltaicos deve ser de 37,8 kWp. Sabendo que cada módulo gera 330 W, o número máximo de módulos que o inversor suporta é de 114 ($37,8 kW/330 W$). Logo, o melhor arranjo elétrico que pode ser feito é:

- Inversor 1: 5 *strings* em paralelo, cada string com 19 módulos em série, totalizando 95 módulos e potência de 31,35 kWp.

- Inversor 2: 4 *strings* em paralelo de 19 módulos em série, totalizando 76 módulos e potência de 25,08 kWp.

Anteriormente, estimou-se que o sistema seria dividido na metade e, portanto, a potência do inversor deveria estar entre 25,54 kWp e 31,21 kWp para satisfazer a condição da faixa permitida entre no mínimo 90 % da potência nominal do gerador e no máximo 110 % da potência nominal do gerador. Levando em conta o novo arranjo, ainda é possível verificar que

o inversor escolhido está de acordo com o projeto, uma vez que sua potência (27 kW) não extrapola estes limites.

Para garantir a precisão dos cálculos, também optou-se por utilizar o software *PVsystem* para realizar a simulação do arranjo elétrico. Conforme Figura 29, pode-se perceber que o mesmo gerou o mesmo resultado obtido através dos cálculos.

Figura 29: Resultado da simulação do arranjo elétrico pelo software *PVSYST*

The screenshot displays the PVSYST software interface with the following details:

- Sub-array name and Orientation:** Name: PV Array, Orient.: Fixed Tilted Plane, Tilt: 29°, Azimuth: 0°.
- Pre-sizing Help:** Enter planned power: 57.1 kWp, or available area(modules): 336 m².
- Select the PV module:** Generic - 330 Wp 31V Si-poly - Poli 400 Wp 72 cells Since 2020 Typical. Sizing voltages: Vmpp (60°C) 31.9 V, Voc (-10°C) 50.6 V.
- Select the inverter:** Fronius International - 27 kW 580 - 850 V 50/60Hz ECO 27.0-3-S Since 2015. Nb. of inverters: 2. Operating voltage: 580-850 V, Global Inverter's power: 54.0 kWac, Input maximum voltage: 1000 V. "String" inverter with 5 inputs.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series: 19, Nb. strings: 9. Overload loss: 0.0%, Pnom ratio: 1.05. Nb. modules: 171, Area: 332 m².
- Operating conditions:** Vmpp (60°C) 607 V, Vmpp (20°C) 720 V, Voc (-10°C) 961 V. Plane irradiance: 1000 W/m². Max. operating power (at 1000 W/m² and 50°C): 51.2 kW. Array nom. Power (STC): 56.4 kWp.
- List of subarrays table:**

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
PV Array		
Generic - Poli 400 Wp 72 cells	19	9
Fronius International - ECO 27...	2	1
- Global system summary table:**

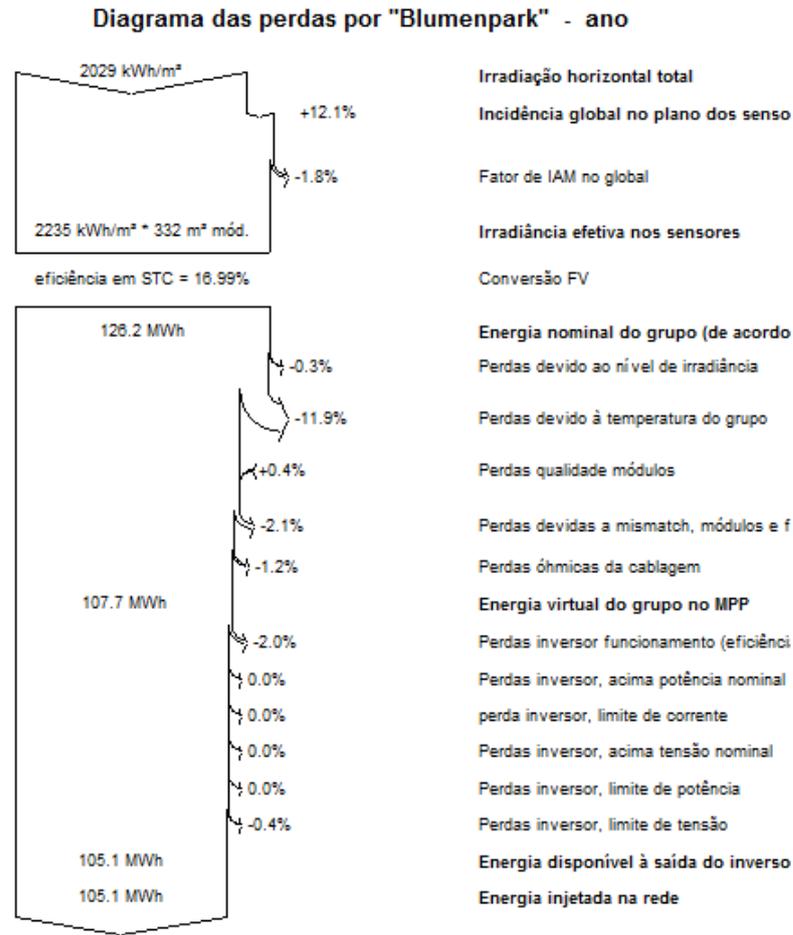
Nb. of modules	171
Module area	332 m²
Nb. of inverters	2
Nominal PV Power	56.4 kWp
Maximum PV Power	55.4 kWDC
Nominal AC Power	54.0 kWAC
Pnom ratio	1.045

Fonte: A autora

4.5. Resultado das simulações considerando as perdas

A principal vantagem da utilização do *software PVsystem* para a realização de projetos fotovoltaicos está relacionada com a análise de perdas do sistema, uma vez que o mesmo utiliza os dados fornecidos pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos e inversores bem como os dados de irradiação do local. Através desses dados e considerando o arranjo elétrico determinado anteriormente, o *software* é capaz de simular a geração final do sistema considerando todas as possíveis perdas.

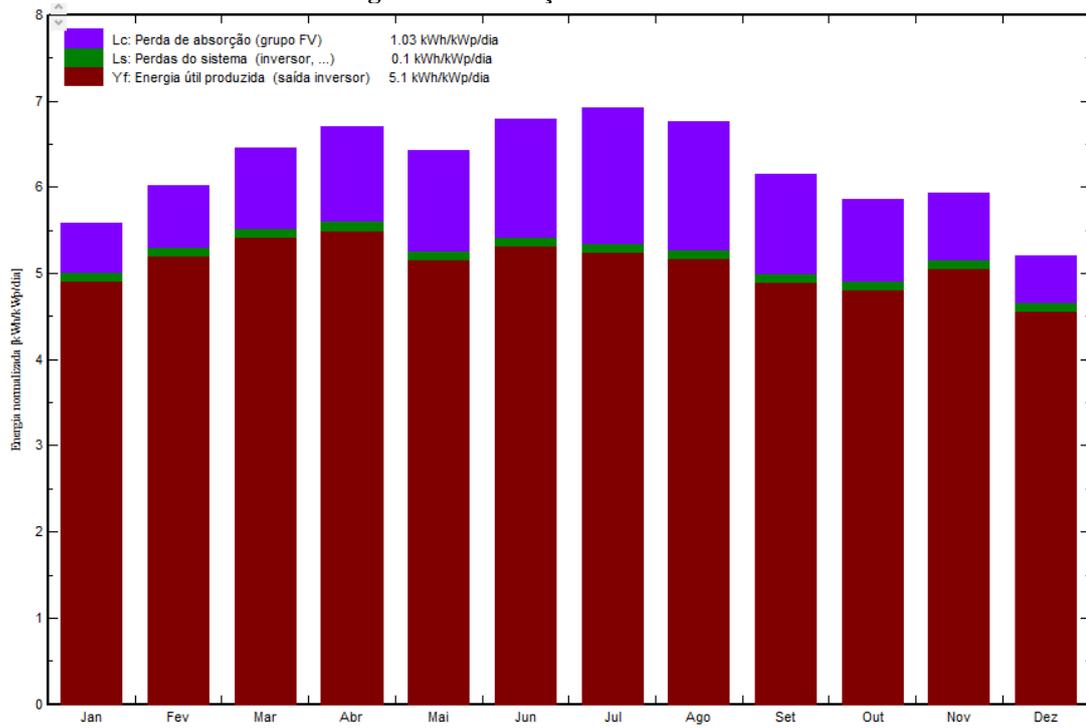
Figura 30: Diagrama de perdas pelo *PVsyst* (perdas consideradas na simulação)



Fonte: A autora

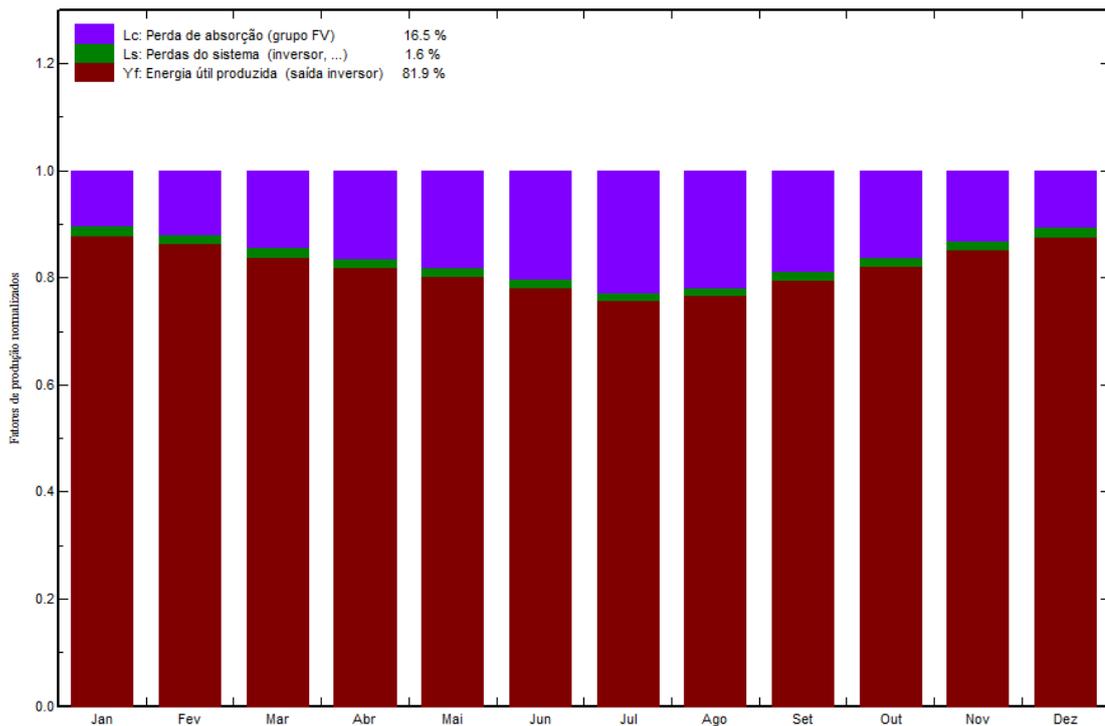
A partir dessas perdas e dos demais dados do projeto, é possível gerar as curvas dos gráficos das Figuras 31 e 32.

Figura 31: Produções normalizadas



Fonte: A autora

Figura 32: Fatores de produção e de perdas normalizados



Fonte: A autora

A partir dos dados retirados dessas curvas, sabe-se, então, que as perdas de absorção correspondem a 16,5 %, o que equivale a 1,03 kWh por dia da potência do sistema ao passo que as perdas do sistema correspondem a 1,6 %, o que equivale a 0,1 kWh por dia da potência total. Finalmente, nota-se que a energia útil produzida por dia é de 5,1 kWh.

A Figura 33 é um recorte do relatório gerado pela simulação, através do qual é possível retirar outro dado importante: A produção do sistema por ano é de 105 MWh.

Figura 33: Resumo dos resultados da simulação

Resultados principais			
Produção do sistema	105 MWh/ano	Prod. normalizada	5.10 kWh/kWp/dia
Prod. específica	1863 kWh/kWp/ano	Perdas do grupo	1.03 kWh/kWp/dia
Índice de performance	0.819	Perdas do sistema	0.10 kWh/kWp/dia

Fonte: A autora.

4.6. Cabeamento e Proteção

Utilizando (4) e os dados do Quadro 1, calcula-se que o valor da bitola que deve ser utilizado no projeto é de 50 mm^2 .

Quadro 1: Informações extraídas do <i>datasheet</i> do inversor e dos dados do projeto	
Resistividade do material condutor	0,01724 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
Distância total do condutor (ida e volta)	100 m
Corrente elétrica no condutor	71,6 A
Queda de tensão tolerada no cabeamento	3%

Fonte: A autora

Para a proteção completa dos equipamentos deve haver pelo menos um DPS entre o arranjo fotovoltaico e o inversor e pelo menos um DPS entre o inversor e a rede elétrica. Essa topologia protege o inversor tanto de descargas no arranjo fotovoltaico como sobretensões advindas da rede externa à instalação. O DPS localizado entre o arranjo e o inversor tem que ser próprio para operação em tensão contínua. Para diminuir o efeito de corrente induzida por descarga atmosférica o laço formado pelo cabeamento dos módulos deve ser mínimo. O DPS que protege o inversor tanto do lado CA como do lado CC não pode estar a mais de 10 metros do inversor, pois no evento de uma descarga atmosférica poderá surgir corrente induzida no circuito entre a proteção e o equipamento. Vale lembrar também que a norma proíbe que se misture circuitos CA e CC no mesmo quadro. Deve-se ter um quadro somente pra CA e outro somente para CC. Como tanto o polo positivo quanto o negativo do arranjo fotovoltaico podem carregar corrente induzida por descarga atmosférica, ambos precisam estar conectados a um DPS. Já existem no mercado dispositivos DPS próprios para sistemas fotovoltaicos, compatíveis com suas tensões típicas de operação e com terminais elétricos para a conexão dos dois polos no mesmo dispositivo (Canal Solar, 2020).

Para o projeto em questão, considerando as 9 *strings* com 19 módulos determinados anteriormente e através do *datasheet* do inversor e do módulo fotovoltaico, é sabido que cada *string* tem 866,4 V de tensão de circuito aberto (V_{oc}). Logo, o DPS deve ter máxima tensão de operação contínua (U_c) maior que esse valor. Para esse projeto, será considerado que o sistema está instalado sem SPDA (Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas). Logo, o DPS recomendado para o sistema fotovoltaico é do Tipo 2 (Canal Solar, 2020).

É necessário fazer a proteção de sobretensão em todas as *strings*, portanto a *string box* contará com 9 dispositivos DPS. Para proteger o inversor, será selecionado um DPS próprio para circuitos CA e com U_c maior do que a tensão de saída do inversor, que é de 220 V, conforme especificado no *datasheet* do fabricante. Para a proteção do inversor pelo lado CA, o

DPS deve ser do Tipo 2 ou do Tipo 1+2 (Canal Solar, 2020). Com isso, o inversor e a instalação estarão protegidos de sobretensões.

4.7. Custos e análise de *payback*

Considerando o dimensionamento realizado anteriormente para os componentes do projeto fotovoltaico, é possível fazer uma análise de custos e do retorno de investimento esperado.

O preço médio do módulo fotovoltaico escolhido (modelo CSUP - 330P - CANADIAN SOLAR) é de, em média, R\$ 849,00. Considerando os 171 módulos dimensionados para o projeto, o custo associado apenas com a compra dos painéis fotovoltaicos é de R\$ 145.179,00.

Para o inversor escolhido (FRONIUS ECO 27.0), o preço médio do mercado é de, em média, R\$ 18.375,00. Considerando as duas unidades dimensionadas para o projeto, o custo total para os inversores é de R\$ 36.750,00. Adicionalmente, o preço médio de uma *string box* com 9 dispositivos DPS é de, aproximadamente, R\$ 1.045,00.

O valor aproximado para o cabeamento e estruturas de suporte e fixação (desconsiderando a estrutura do estacionamento, a qual será fornecida pela construtora) é de R\$48.846,00.

Segundo o Portal Solar (2020), que realizou uma extensa pesquisa realizada com mais de 600 profissionais do setor em novembro de 2020, tem-se que a média de preço da instalação (incluindo homologação junto a distribuidora) para um sistema fotovoltaico gerando 56,43 kWp é de R\$ 38.459,00.

Logo, o valor total estimado para a realização do projeto é de R\$ 270.270,00.

Para realizar o cálculo do *payback*, ou a taxa de retorno do investimento, consultou-se a tarifa energética aplicada pela RGE na cidade de Lajeado-RS. Segundo a ANEEL, o valor da tarifa convencional é de 0,643 R\$/kWh Ainda segundo ANEEL, com base nas previsões do

IGPM e IRT, o reajuste da tarifa energética é de 4,8 % ao ano. Além disso, segundo o Portal Solar (2020), espera-se que a depreciação dos painéis solares em relação a geração de energia é de 0,8 % ao ano. Com estes dados e sabendo que o valor estimado pelo *software PVsyst* para a geração de energia (considerando as perdas) através da área disponível é de 105 MWh/ano (105000 kWh/ano), constrói-se o Quadro 2.

Quadro 2: Payback para projeto fotovoltaico no Condomínio BlumenPark, Lajeado - RS

ANO	Geração com Depreciação (kWh/ano)	Tarifa de Energia Elétrica (R\$/kWh)	Remuneração (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$) *
1	105000,00	0,643	67.515,00	-202.755,00
2	104160,00	0,673	70.099,68	-132.655,32
3	103326,72	0,705	72.845,33	-59.809,99
4	102500,10	0,738	75.645,07	7.504,69

Fonte: A autora

(*) Considerando o montante negativo de R\$270.270,00 a ser amortizado

Através da análise do Quadro 2, pode-se perceber que a partir do quarto ano após a implementação do projeto fotovoltaico em questão, o investimento começa a ser compensado. Esse valor é satisfatório uma vez que a vida útil dos módulos fotovoltaicos é de aproximadamente 25 anos.

As normas que regulamentam as taxas referentes ao custo da energia elétrica no Brasil, incluindo a energia gerada através de sistemas fotovoltaicos, sofrem constantes alterações ao longo do ano, por isso ressalta-se a importância de seguir-se as normas em vigor referentes ao período atual para realizar qualquer projeto fotovoltaico. As normas e regulamentações utilizadas neste projeto referem-se àquelas que estavam em vigor até Outubro de 2021.

5. Conclusão

O trabalho em questão visou a implementação de um sistema fotovoltaico em um loteamento residencial em Lajeado – RS através de um estudo de viabilidade técnica.

Ao executar o estudo acerca da irradiação disponível no local de implementação, dimensionando corretamente os recursos e utilizando o *software* de simulação *PVsys*, foi possível concluir que a implementação do sistema fotovoltaico no local em questão é viável. Através da área disponível, de $336 m^2$, é possível estimar uma potência instalada de 56,43 kWp, gerando 105 MWh por ano. Ainda, pela maneira com a qual o estudo foi feito, é possível ampliar esse projeto para alcançar 630 MWh/ano, já considerando as perdas por absorção (16,5 %) e as perdas por cabeamento (1,6 %).

A análise de *payback* demonstrou que o projeto fotovoltaico começa a amortizar o montante negativo do investimento inicial a partir do quarto anos após sua implementação. Considerando que a vida útil dos módulos fotovoltaicos é de 25 anos, este *payback* é satisfatório.

Com relação ao impacto ambiental, pode-se concluir que o mesmo é considerado mínimo quando comparado ao benefício da utilização irradiação solar como forma de geração de energia.

REFERÊNCIAS

- PORTAL SOLAR. Energia Fotovoltaica. [s. l.], p. 10–13, 2018. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>, último acesso em 30/11/2021
- GOMES, Adriano. ENERGIA HIDRELÉTRICA: VANTAGENS E DESVANTAGENS (2020). Disponível em: < Energia hidrelétrica: vantagens e desvantagens | Descomplica >, último acesso em 30/11/2021
- COLAFERRO, Luis. Energia Solar no Brasil : Um panorama para [Você] entender tudo. [s. l.], p. 1–45, 2018. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/>>, último acesso em 21/11/2021
- NOGUEIRA, Manoel; ALARCON, Arturo. IMPACTO DAS INTERRUPÇÕES NA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA DO BRASIL, 2019.
- OFFICE OF NUCLEAR ENERGY. What's the Lifespan for a Nuclear Reactor? Much Longer Than You Might Think. Disponível em: < What's the Lifespan for a Nuclear Reactor? Much Longer Than You Might Think | Department of Energy>, último acesso em 30/11/2020
- ANEEL. ENERGIA SOLAR. [s. l.], 2016. b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-energia_solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-energia_solar(3).pdf)>, último acesso em 19/05/2020
- CRESESB. Base de dados para radiação solar incidente. [s. l.], 2000. a. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>, último acesso em 12/12/2019
- INMNET; LABSOLAR. Atlas de Irradiação solar do Brasil. [s. l.], 1998. Disponível em: <https://permacoletivo.files.wordpress.com/2008/05/atlas_de_irradiacao.pdf>, último acesso em 21/11/2020
- IDEAL. O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica. [s. l.], 2017. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web>, último acesso em 10/11/2019

BRAGA, Renata. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA : FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES**. 2008. [s. l.], 2008.

CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. [s. l.], 2014. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>>, último acesso em 21/11/2021

CRESESB. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_solarimetrico_do_brasil_2000.pdf> , último acesso em 24/09/2020

CRESESB. **ENERGIA SOLAR - Princípios e Aplicações**. [s. l.], 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>, último acesso em 13/06/2019

NASCIMENTO, Cássio. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. Lavras – Minas Gerais: UFLA. 2004. Disponível online em: <http://www.solenerg.com.br/files/monografia_cassio.pdf> , último acesso em 11/11/2020

ENERGIA SOLAR. **Silício Monocristalino**. 2018a. Disponível em: <<https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/modulo-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos/silicio-monocristalino>>, último acesso em 19/10/2019

ENERGIA SOLAR. **Silício Policristalino**. 2018b. Disponível em: <<https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/modulo-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos/silicio-policristalino>>. último acesso em 19/10/2019

SIQUEIRA, Alan; SANTOS, Letícia. **ESTUDO DE IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE (SFVCR) NA CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO JOSÉ DOS PINHAIS**. [s. l.], 2016.

CASTRO, Rui M. G.; Introdução à Energia Fotovoltaica. Universidade de Lisboa, 2008.

DALMOLIN, Gustavo. **ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A**

INSTALAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES NO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UFRGS. 2018. [s. l.], 2018.

BENEDUCE, Fábio Cezar Aidar. Energia solar fotovoltaica sem mistérios. Fortaleza: Banco do Nordeste, 1999.

FRAIDENRAICH, Naum; LYRA, Francisco. Energia solar: fundamentos e tecnologia de conversão heliotermométrica e fotovoltaica. Recife: UFPE, 1995

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPTEL - CRESESB, 2014

CAMARGO, Fernando; RIBEIRO, Ligia Pitta; NAHUR, André Costa. Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas. Brasília: WWF-Brasil, 2015.

DOLIF, Giovanni Neto; SILVEIRA, Lana Nárcia Leite da; GOMES, Maria Emília Mello. Energia solar. Brasília: MEC, 2009.

COSTA, Higor Jose; AVALIAÇÃO DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE, Universidade Federal do Ceara, 2010.

RUTHER, Ricardo; URBANETZ JUNIOR, Jair. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2012. Canal Solar, 2020 . Disponível em < <https://canalsolar.com.br/o-que-e-dps-e-como-e-usado-nos-sistemas-fotovoltaicos/> >, último acesso em 24/11/2021

CAMARGO, Lucas Tamanini. Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica, 2017

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro, 2017

BÚSSOLO, Eduardo Kunz. **Aspectos da micro e minigeração fotovoltaica aplicados às edificações prediais**. 2018. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, 2018.

DALMARCO, Arthur Rodrigues. Regulação, Energia e Inovação. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2017.

CABELLO, Andrea Felipe; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. Brasília: DF IPEA, 2013.

NICOLA, Vinicius Anese. ESTUDO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM ESTACIONAMENTO SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA, 2018

EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. [s. l.], 2012.

Disponível em:

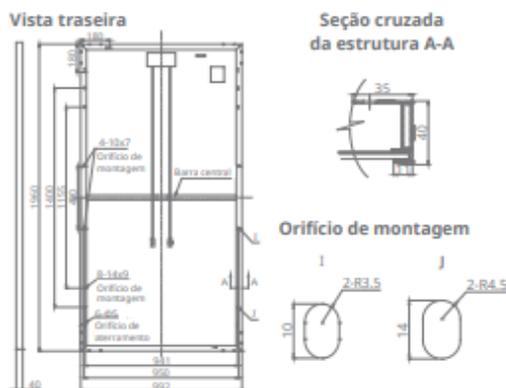
<http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar_COGEN/NT_EnergiaSolar_2012.pdf> , último acesso em 10/11/2019

ELYSIA ENERGIA SOLAR. **Como funciona a Energia Solar**. 2018. Disponível em: <<http://www.elysia.com.br/como-funciona-a-energia-solar/>>, último acesso em 18/09/2021

ANEXO A:

DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO CSUP - 330P - CANADIAN SOL

DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)



DADOS ELÉTRICOS/STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C			
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)			
Desempenho do módulo contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m², espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

DADOS ELÉTRICOS/NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	228 W	232 W	236 W	239 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A

* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m², espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

DESEMPENHO A BAIXA IRRADIAÇÃO

Desempenho excepcional em ambientes de baixa irradiação, eficiência média relativa de 96% a partir de uma irradiação de 1.000 W/m² a 200 W/m² (AM 1,5, 25 °C).

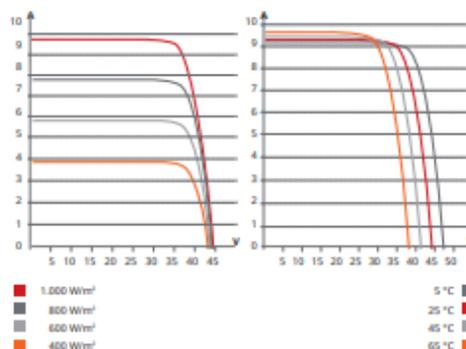
A especificação e os principais recursos descritos nesta ficha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas informações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira a versão mais recente da ficha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao contrato legal firmado pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e à venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e o manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizá-los. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

CANADIAN SOLAR INC.

Julho de 2016. Todos os direitos reservados. Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico V5.51P1_NA

CS6U-320P | CURVAS I-V



DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Organização das células	72 (6 x 12)
Dimensões	1.960 x 992 x 40 mm (77,2 x 39,1 x 1,57 pol.)
Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² e 12 AWG 1.000 V (UL), 1.160 mm (45,7 pol.)
Conectores	T4 (IEC/UL)
Por palete	26 peças
Por contêiner (40' HQ)	572 peças

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de temperatura (P _{máx})	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura (I _{sc})	0,053%/°C
Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C

SEÇÃO DO PARCEIRO



ANEXO B

DATASHEET DO INVERSOR FRONIUS ECO 27.0

DADOS DE ENTRADA

Quantidade de MPP Tracker	1
Corrente máx. de entrada ($I_{cc\ máx}$)	47,7 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo	71,6 A
Faixa de tensão de entrada CC ($U_{cc\ mín} - U_{cc\ máx}$)	580 - 1000 V
Alimentação de tensão inicial ($U_{cc\ inicial}$)	650 V
Tensão nominal de entrada ($U_{cc,r}$)	580 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ mín} - U_{mpp\ máx}$)	580 - 850 V
Faixa de tensão MPP utilizável	580 - 850 V
Quantidade de conexões CC	6
Potência máxima do gerador fotovoltaico ($P_{cc\ máx}$)	37,8 kWpeak

DADOS DE SAÍDA

Potência nominal CA ($P_{ca,r}$)	27 kW
Potência máx. de saída ($P_{ca\ máx}$)	27 kVA
Potência máxima de saída ($I_{ca\ nom}$)	40,9 / 39,1 A
Acoplamento à rede ($U_{ca,r}$)	3~ NPE 400/230, 3~ NPE 380/220 V
Faixa de tensão CA ($U_{mín} - U_{máx}$)	150 - 275 V
Frequência (f_r)	50 / 60 Hz
Faixa de frequência ($f_{mín} - f_{máx}$)	45 - 65 Hz
Fator de distorção	< 2 % 2 ^ª ordem %>
Fator de potência ($\cos \varphi_{ca,r}$)	0 - 1 ind./cap.