

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

ROITTER KONRAD

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
APLICADO À EDIFICAÇÕES PREDIAIS**

Porto Alegre – RS
2021

ROITTER KONRAD

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
APLICADO À EDIFICAÇÕES PREDIAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig.

Porto Alegre – RS
2021

ROITTER KONRAD

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
APLICADO À EDIFICAÇÕES PREDIAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Porto Alegre, 01 de dezembro de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig - Orientador
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Eng. Sérgio Luiz Cardoso da Silva
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Eng. Alan Budaszewski Pinto
Empresa Studioeffi

À minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que apesar das dificuldades, sempre me apoiaram incondicionalmente, proporcionando-me todas as condições necessárias para o meu desenvolvimento, dando-me suporte em todos os momentos da minha vida. Sem eles, nada disso seria possível.

Ao meu grande irmão de vida Fábio Firmo, que esteve ao meu lado do primeiro ao último dia, nas derrotas e nas vitórias, com quem sempre pude e posso contar. Um verdadeiro irmão em toda extensão desse significado.

Aos meus irmãos Buda e Pingo, que sempre estiveram de prontidão para me auxiliar quando mais precisei.

Aos meus irmãos Dal Fiume e Jack, uma irmandade que levo para vida.

À Bibi, por conseguir sempre me transtornar.

Ao meu orientador Prof. Me. Eng. Igor Pasa Wiltuschnig, por toda ajuda para tornar este trabalho possível.

A todos os amigos e pessoas que contribuíram e colaboraram para que eu conseguisse concluir essa longa e árdua jornada.

“Antes de julgar a minha vida ou o meu carácter... calce os meus sapatos e percorra o caminho que eu percorri, viva as minhas tristezas, as minhas dúvidas e as minhas alegrias. Percorra os anos que eu percorri, tropece onde eu tropecei e levante-se assim como eu fiz. E então, só aí poderás julgar”.

Clarice Lispector

RESUMO

O trabalho tem como finalidade realizar um estudo de caso sobre a implementação de um sistema fotovoltaico em um edifício, abordando conceitos teóricos e práticos. Discorre a respeito dos principais conceitos e tecnologias relativos à geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos. Apresenta o dimensionamento de um sistema fotovoltaico visando atender a demanda de energia elétrica de um edifício, discriminando todo o seu processo, incluindo avaliação do recurso solar, simulações, elaboração do projeto, escolha e dimensionamento de componentes, estudo de análise de viabilidade econômica em um período de 25 anos e legislação vigente no setor. Os resultados obtidos demonstraram um investimento economicamente viável, com um tempo de retorno de 4 anos e 2,25 meses.

Palavras-chave: Energia Solar. Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico. Análise de Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The work aims to carry out a case study on the implementation of a photovoltaic system in a building, covering theoretical and practical concepts. It discusses the main concepts and technologies related to the generation of electrical energy through photovoltaic systems. It presents the sizing of a photovoltaic system in order to meet the electrical energy demand of a building, detailing its entire process, including solar resource evaluation, simulations, project design, choice and sizing of components, study of the economic feasibility analysis in period of 25 years and current legislation in the sector. The results obtained demonstrated an economically viable investment, with a payback time of 4 years and 2.25 months.

Keywords: Solar Energy. Dimensioning of Photovoltaic System. Economic Feasibility Analysis

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistema de aquecimento solar de água.	22
Figura 2 - Concentrador Parabólico.....	23
Figura 3 - Concentrador solar e torre central.....	23
Figura 4 - Tipos de sistemas fotovoltaicos.	24
Figura 5 - Sistema autônomo isolado.	25
Figura 6 - Sistema autônomo híbrido.	26
Figura 7 - Residência com sistema <i>Grid-Tie</i>	27
Figura 8 - Efeito fotovoltaico na junção <i>pn</i>	28
Figura 9 - Efeito fotovoltaico.	29
Figura 10 - Piranômetro.....	30
Figura 11 – Pireliômetro.....	31
Figura 12 - Célula de silício monocristalino e módulo fotovoltaico.	32
Figura 13 - Célula de silício policristalino e módulo fotovoltaico.....	33
Figura 14 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo com diodo).....	36
Figura 15 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.....	37
Figura 16 - Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectada s em série e paralelo.	40
Figura 17 - Inversores individuais por módulo fotovoltaico.	42
Figura 18 - Inversor central.	43
Figura 19 - Um inversor por cadeia.....	43
Figura 20 - Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.	50
Figura 21 - Topologia de um Sistema Fotovoltaico e componentes de proteção.....	52
Figura 22 - Imagem via satélite da localização do edifício.	59
Figura 23 - Gráfico da irradiação solar no plano horizontal.	60
Figura 24 - Gráfico da irradiação solar no plano inclinado.....	61
Figura 25 - Diagrama da trajetória do sol na cidade de Novo Hamburgo.....	61
Figura 26 - Sombreamento no telhado 1, correspondente ao mês de junho as 14horas.....	62
Figura 27 - Sombreamento no telhado 2, correspondente ao mês de junho as 14horas.....	62
Figura 28 - Geração de energia esperada em cada mês do ano.	65
Figura 29 - Especificações elétricas do módulo KuMax CS3U380MS.	66
Figura 30 - Especificações elétricas do inversor CSI-36KTL-CT.	69
Figura 31 - Quadro de proteção em corrente contínua.	80

Figura 32 - Quadro de distribuição e proteção CA do sistema fotovoltaico.	86
Figura 33 - Gráfico do orçamento do projeto.	89
Figura 34 - Gráfico do VPL.....	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados da irradiação solar no plano inclinado.	60
Tabela 2 - Histórico de consumo.	63
Tabela 3 - Corrente de projeto.	73
Tabela 4 - capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 50 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C.	75
Tabela 5 - Requisitos de meios de manobra em instalações de arranjos fotovoltaicos.	77
Tabela 6 - Dimensões dos condutores da INNOVCABLE PHOTOVOLTAIC.	79
Tabela 7 - Valores aproximados da corrente de curto-circuito no secundário do transformador.	83
Tabela 8 - Dispositivos CA entre os inversores e o CD.	86
Tabela 9 - Dispositivos CA entre o CD e padrão de entrada.	87
Tabela 10 - Orçamento discriminado do projeto.	89
Tabela 11 - Geração de energia anual com perda de eficiência ao longo do tempo.	90
Tabela 12 - Taxa de inflação anual.	91
Tabela 13 - Custo de Manutenção no Decorrer dos Anos.	91
Tabela 14 - Taxa de reajuste da tarifa de energia elétrica.	92
Tabela 15 - Tarifa de energia elétrica ao longo dos anos.	92
Tabela 16 - Taxa SELIC.	93
Tabela 17 - Retorno anual do investimento.	93
Tabela 18 - Valor presente líquido.	94

LISTA DE ABREVIATURAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
COBEI	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DELET	Departamento de Engenharia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina
IEA	Agência Internacional de Energia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPTU	Imposto Predial e Territorial Urbano
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NR	Norma Regulamentadora

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
REN	Resolução Normativa
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFIE	Sistemas Fotovoltaicos Integrados às Edificações
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	METODOLOGIA	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	ENERGIAS RENOVÁVEIS	20
2.2	ENERGIA SOLAR	21
2.3	SISTEMAS TÉRMICOS SOLARES	22
2.3.1	Sistema de aquecimento solar de água	22
2.3.2	Sistema de concentrador solar	23
2.4	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	24
2.4.1	Sistema <i>Off – Grid</i>	25
2.4.2	Sistema conectado à rede <i>Grid-Tie</i>	26
2.5	PAINÉIS OU MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
2.5.1	Efeito Fotovoltaico	28
2.6	INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO	30
2.6.1	Piranômetros	30
2.6.2	Pireliômetro	31
2.7	TIPOS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	32
2.7.1	Painéis fotovoltaicos de silício (Si)	32
2.7.2	Painéis solares de filme fino	33
2.7.3	Silício amorfo (a-Si)	34
2.7.4	Telureto de cádmio (CdTe)	34
2.7.5	Seleneto de Cobre, índio e gálio (CIS / CIGS)	34
2.7.6	Células fotovoltaicas orgânicas (OPV)	34
2.7.7	Painel solar híbrido (HJT)	34
2.8	EFICIÊNCIA DO PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO	35
2.9	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	36

2.10 PRINCIPAIS PARÂMETROS QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	38
2.11 MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	39
2.12 ASSOCIAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	40
2.13 INVERSORES	41
2.14 CONFIGURAÇÃO DOS INVERSORES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	42
2.15 CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR SOLAR.....	44
2.16 CONTROLADOR DE CARGA.....	45
2.17 BATERIAS.....	46
2.18 PROJETO FOTOVOLTAICO.....	47
2.18.1 Avaliação do recurso solar	47
2.18.2 Localização e instalação do painel fotovoltaico.....	48
2.18.3 Orientação e inclinação do gerador fotovoltaico	49
2.18.4 Cabos e conexões.....	51
2.18.5 Acoplamento do painel fotovoltaico e do inversor.....	51
2.18.6 Proteção e aterramento	52
2.18.7 Normas e regulamentação.....	53
2.19 ANÁLISE DE INVESTIMENTO	55
2.19.1 Valor Presente (VP) e Valor Futuro (VF)	56
2.19.2 Taxa mínima de atratividade (TMA).....	56
2.19.3 Valor Presente Líquido (VPL).....	57
2.19.4 Payback Descontado	58
2.19.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)	58
2.19.6 Índice de Lucratividade (IL).....	58
3 ESTUDO DE CASO	59
3.1 IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO.....	59
3.2 LOCALIZAÇÃO DO TERRENO	59

3.3 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR.....	60
3.4 ESTUDO DE SOMBREAMENTO	61
3.5 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	63
3.6 ESCOLHA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	66
3.7 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	68
3.8 ESCOLHA DO INVERSOR.....	68
3.8.1 Quantidade de inversores	68
3.9 CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	70
3.10 SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	71
3.11 PROJETO ELÉTRICO.....	72
3.11.1 Dimensionamento dos fusíveis do Lado (CC)	72
3.11.2 Dimensionamento dos cabos no lado (CC)	73
3.11.3 Aterramento e equipotencialização do lado (CC)	77
3.11.4 Chave seccionadora lado (CC)	77
3.11.5 Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS) do lado (CC)	78
3.11.6 Dimensionamento eletrodutos do lado (CC)	78
3.11.7 Quadro de proteção CC (String Box)	80
3.11.8 Dimensionamento dos condutores no lado (CA)	80
3.11.9 Disjuntor lado (CA)	82
3.11.10 Dispositivo de Proteção contra Surto (DPS) do lado (CA)	84
3.11.11 Dimensionamento do quadro de proteção e distribuição (CA)	84
3.11.12 Centro de Distribuição (CD) do sistema fotovoltaico	85
3.11.13 Aterramento do lado (CA)	86
3.11.14 Simulação da parte em CA do sistema	86
3.11.15 Dimensionamento do eletroduto (CA)	87
3.11.16 Homologação do projeto	87
3.12 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	88

3.12.1 Orçamento	88
3.12.2 Energia elétrica gerada ao longo dos anos	90
3.12.3 Manutenção	90
3.12.4 Tarifa de energia elétrica e taxa de reajuste	91
3.12.5 TMA	92
3.12.6 Valor líquido anual	93
3.12.7 Valor Presente Líquido	94
3.12.8 Payback descontado.....	95
3.12.9 TIR	95
3.12.10 IL.....	95
4 CONCLUSÃO	96
REFERÊNCIAS	97
ANEXO A – Distribuição dos módulos fotovoltaicos	99
ANEXO B – Datasheet do módulo fotovoltaico	101
ANEXO C – Datasheet do inversor	102
ANEXO D – Simulação do sistema fotovoltaico	103
ANEXO E – Anotação de responsabilidade técnica	108
ANEXO F – Certificado do inversor.....	109
ANEXO G – Planta de situação e diagrama unifilar	110

1 INTRODUÇÃO

Vivemos em um mundo de constantes transformações tecnológicas, onde a geração e o fornecimento de energia elétrica são essenciais. Energias provenientes de combustíveis fósseis, tais como o petróleo e o carvão, cada vez mais vem sendo debatidas, devido ao seu meio de exploração e ao impacto que representam ao meio ambiente. Surgem como alternativa as energias renováveis, com um impacto ambiental muito menor.

As energias renováveis advindas de recursos tais como água, biomassa, vento, marés, sol e energia geotérmica, têm sido amplamente estudadas e implementadas nos últimos anos, recebendo incentivos de diversos países. São energias consideradas limpas, devido a sua sinergia com o meio ambiente e suas fontes possuem capacidade de reposição natural. Dentre as energias renováveis, a energia solar vem ganhando grande destaque no Brasil e no mundo, sendo objeto de estudo deste trabalho.

A energia solar é transformada em energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos. Esta energia elétrica deve ser então condicionada a fim de atender as necessidades dos mais diversos consumidores. Um sistema fotovoltaico é composto basicamente pelo painel fotovoltaico, responsável pela captação da energia solar; inversor, equipamento responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), também chamado por vezes Conversor CC-CA e de forma mais restrita como PCU – *Power Conditioning Unit* (Unidade Condicionadora de Potência); controlador de carga, dispositivo responsável por regular e gerenciar o fluxo energético dos geradores fotovoltaicos para as baterias, bem como protegê-las de uma descarga profunda decorrente de um longo período sem geração, e por um conjunto de baterias para armazenamento de energia, se for necessário.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser *off-grid*, sendo sistemas isolados caracterizados por não serem conectados à rede elétrica, ou seja, o sistema se auto sustenta através da utilização de baterias, ou os sistemas podem ser *grid-tie*, sistemas conectados à rede elétrica, onde a energia gerada através dos módulos solares representa uma fonte de energia complementar à energia da distribuidora ao qual o usuário está conectado (Pinho e Galdino, 2014).

1.1 METODOLOGIA

A metodologia dedutiva será empregada para elaboração do trabalho. Portanto, a pesquisa terá viés explicativo, tendo por base o gênero prático, discorrendo a respeito dos principais conceitos envolvidos em sistemas fotovoltaicos aplicados a instalações prediais, respeitando as normas técnicas envolvidas. Apresentando uma abordagem mista, tanto qualitativa, com a teoria embasando o trabalho, como quantitativa, com os valores a serem seguidos no projeto.

A técnica utilizada será um estudo de caso de uma planta consumidora no município de Novo Hamburgo-RS, fornecida pela empresa Studioeffi. Baseando-se em uma pesquisa participante, onde cenários serão estipulados visando à tomada de decisão do consumidor para instalação de um sistema fotovoltaico, projeto e execução do mesmo. A população será modelada para um prédio comercial.

O projeto de diplomação será dividido basicamente em duas etapas. A primeira etapa abrangerá os conceitos teóricos relativos à energia fotovoltaica, tais como, legislação vigente no Brasil, principais formas de distribuição, conceitos físicos, componentes e suas características, projeto e execução, além de uma análise de viabilidade econômica. A segunda etapa consistirá em colocar em prática estes conceitos, através da realização de um projeto fotovoltaico para um edifício.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS

Energias renováveis são caracterizadas pelas fontes das quais advêm, sendo estas provenientes de recursos naturais que podem se renovar, tais como: água, biomassa, vento, marés, sol e energia geotérmica. Vale ressaltar que não são todos os recursos naturais que podem ser renováveis, pois existem em uma quantidade limitada na natureza, por exemplo: petróleo, urânio, carvão. Em 2019, cerca de 25% do consumo mundial de energia veio de fontes renováveis (IEA,2019).

Em termos gerais, as energias renováveis e seus empregos podem ser descritos como:

- **Energia solar:** consiste no aproveitamento da radiação solar emitida sobre a Terra. Trata-se, portanto, de uma fonte de energia que, além de inesgotável, é altamente potente. O seu desafio, todavia, não é a sua disponibilidade na natureza, e sim as formas de aproveitá-la;
- **Energia eólica:** utiliza a força promovida pelos ventos para a produção de energia. As usinas eólicas utilizam de grandes cata-ventos instalados em áreas onde a movimentação das massas de ar é intensa e constante na maior parte do ano;
- **Energia hidroelétrica:** utiliza o movimento das águas dos rios para a produção de eletricidade, transformando a energia hidráulica e cinética em eletricidade;
- **Energia de biomassa:** a biomassa corresponde a toda e qualquer matéria orgânica não fóssil. Assim, pode-se utilizar esse material para a queima e produção de energia, por isso ela é considerada uma fonte renovável. Sua importância está no aproveitamento de materiais que, em tese, seriam descartáveis, como restos agrícolas e também na possibilidade de cultivo;
- **Energia geotérmica:** corresponde ao calor interno da Terra. Em casos em que esse calor se manifesta em áreas próximas à superfície, as elevadas temperaturas do subsolo são utilizadas para a produção de eletricidade;
- **Energia de ondas e marés:** No primeiro caso, utiliza-se a movimentação das ondas em ambientes onde elas são mais intensas para a geração de energia. Já no segundo caso, o funcionamento lembra o de uma hidrelétrica, pois cria-se uma barragem que capta a água das marés durante as suas cheias, e essa água é liberada quando as marés diminuem. Durante essa liberação, a água gira as turbinas que ativam os geradores.

Deve-se destacar também que alguns sistemas de energias renováveis geram problemas ecológicos particulares. Por exemplo, as primeiras turbinas eólicas, devido a velocidade das lâminas, alteravam o ciclo de voo das aves. Hidroelétricas podem criar barreiras à migração de certos peixes, um problema grave em muitos rios do mundo (REN,2021).

2.2 ENERGIA SOLAR

A energia solar consiste na luz e calor irradiados pelo sol, sendo empregados em uma diversa gama de tecnologias que estão em constante evolução, dentre elas, aquecimento solar, energia elétrica, energia térmica, arquitetura solar e usinas de sal fundido (IEA,2011).

A Terra recebe 174 petawatts (PW) de radiação solar (insolação) na atmosfera superior. Aproximadamente 30% são refletidos de volta ao espaço, enquanto o restante é absorvido por nuvens, oceanos e massas terrestres. A maioria da população mundial vive em áreas com níveis de insolação de 150 a 300 watts / m², ou 3,5 a 7,0 kWh / m² por dia (IEA,2011).

O potencial de energia solar que poderia ser usada pelos seres humanos difere da quantidade de energia solar presente perto da superfície do planeta, pois fatores como geografia, variação de tempo, cobertura de nuvens e a terra disponível para os humanos limitam a quantidade de energia solar que utilizamos. A geografia afeta o potencial de energia solar, porque as áreas mais próximas do equador têm maior quantidade de radiação solar. A variação do tempo afeta o potencial da energia solar, porque durante a noite não há radiação solar na superfície da Terra para a absorção dos painéis fotovoltaicos. Isso limita a quantidade de energia que os painéis fotovoltaicos podem absorver em um dia. A cobertura de nuvens pode afetar o potencial dos painéis fotovoltaicos, porque as nuvens bloqueiam a luz recebida do sol e reduzem a luz incidente nos painéis.

As tecnologias referentes a energia solar são caracterizadas como solar passiva ou solar ativa, dependendo de como capturam e distribuem a energia solar ou a convertem. Técnicas solares ativas incluem o uso de sistemas fotovoltaicos, energia solar concentrada e aquecimento solar de água para aproveitar a energia. As técnicas solares passivas incluem orientar um edifício para o sol, selecionar materiais com massa térmica favorável ou propriedades de dispersão de luz e projetar espaços onde circula naturalmente o ar.

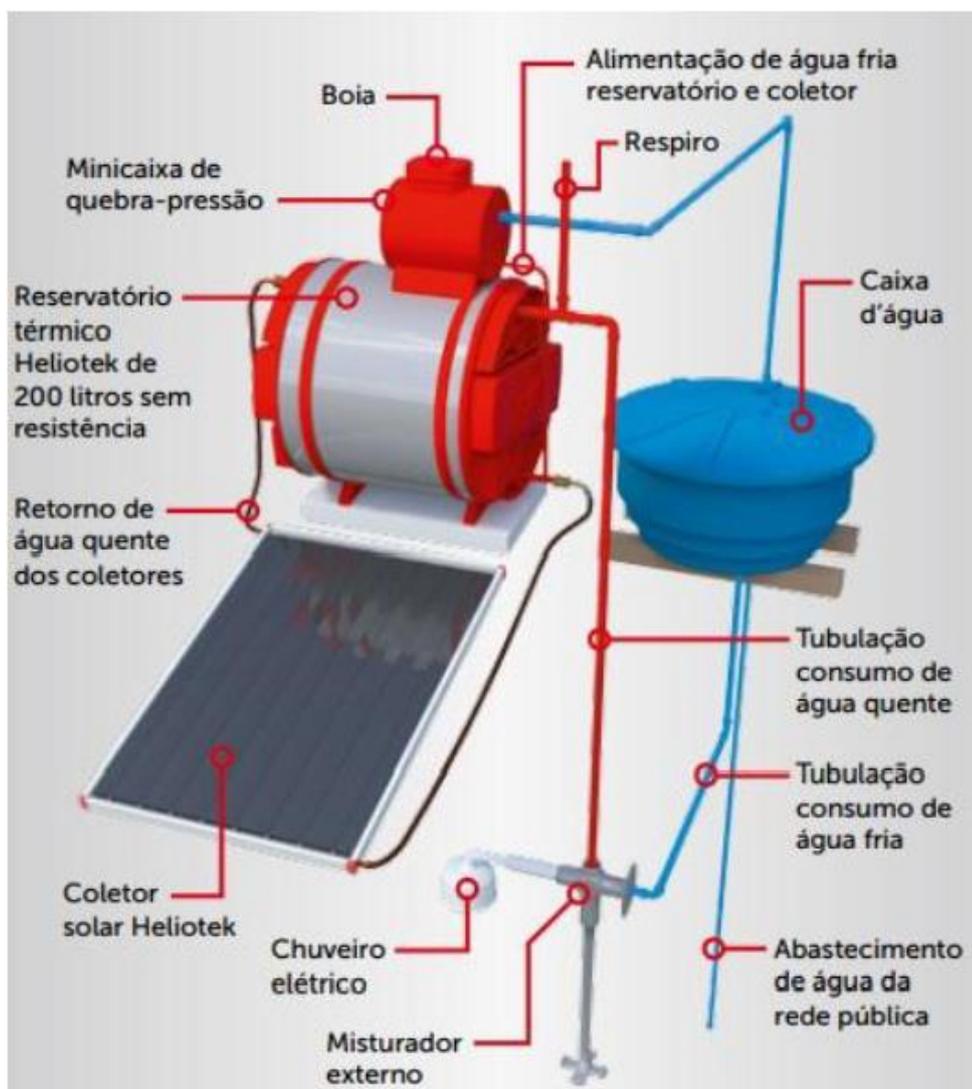
Em 2000, o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento publicou uma estimativa do potencial de energia solar que poderia ser usada por seres humanos todos os anos, levando em consideração fatores como insolação, cobertura de nuvens e a terra que é utilizável pelos seres humanos. A estimativa constatou que a energia solar tem um potencial global de 1.600 a 49.800 exajoules ($4,4 \times 10^{14}$ a $1,4 \times 10^{16}$ kWh) por ano (IEA,2011).

2.3 SISTEMAS TÉRMICOS SOLARES

2.3.1 Sistema de aquecimento solar de água

O sistema de aquecimento solar de água consiste na geração de água quente, expondo-a ao calor do sol ou aquecendo-a através de um fluido que percorre um sistema fechado, sendo o calor do sol captado através de painéis solares térmicos. Este sistema utiliza como fonte térmica a radiação solar, mas em casos de ausência de tal radiação durante longos períodos, ou para complementar o aquecimento, emprega-se um sistema elétrico auxiliar. O sistema de aquecimento solar é muito eficiente, reduzindo em torno de 80% o consumo de energia relativo ao aquecimento de água (Heliotek, 2013). A Figura 1 mostra, de forma simplificada, um sistema de aquecimento solar residencial.

Figura 1 - Sistema de aquecimento solar de água.



Fonte: Heliotek (2013).

2.3.2 Sistema de concentrador solar

Os sistemas de concentrador solar utilizam grandes quantidades de superfícies parabólicas e reflexivas no intuito de direcionar a energia solar para um único ponto.

Quando se discute o sistema de concentrador solar, dois métodos se destacam. Um dos sistemas utiliza concentradores parabólicos no aquecimento de água para produzir vapor, o outro utiliza superfícies reflexivas e uma torre central de energia que transfere calor para um fluido, gerando vapor. Em ambos os casos, o vapor é utilizado para movimentar turbinas, realizando a conversão em energia elétrica. Na Figura 2 e na Figura 3 são apresentados os tipos de concentradores descritos anteriormente. Um benefício primordial do sistema de concentrador solar é que os fluidos aquecidos podem ser armazenados para gerar energia mesmo com radiação solar baixa (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 2 – Concentrador solar Parabólico.



Fonte: Pt.Solar (2020).

Figura 3 - Concentrador solar e torre central.



Fonte: WIKIWAND (2020).

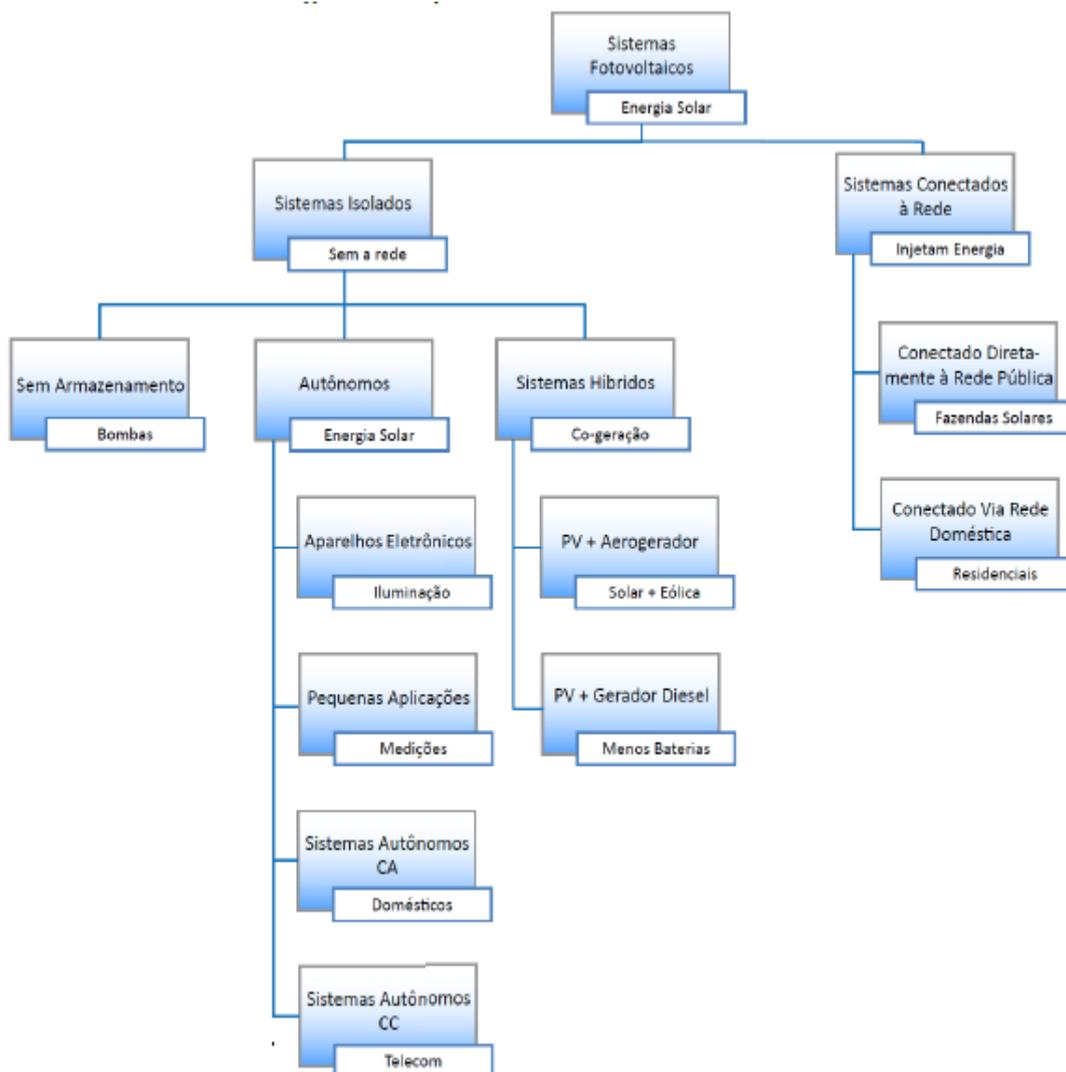
2.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

São sistemas que têm como base a conversão de energia solar em energia elétrica. Os principais componentes que integram estes sistemas são:

- Painel solar fotovoltaico;
- Controlador de carga;
- Inversor;
- Bateria.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser, em termos de geração e distribuição, divididos em dois tipos: sistemas autônomos ou isolados (*Off-grid*) e sistemas conectados à rede (*Grid-tie*). A Figura 4 ilustra essa divisão.

Figura 4 - Tipos de sistemas fotovoltaicos.



Fonte: SOUZA (2016).

2.4.1 Sistema Off – Grid

2.4.1.1 Sistema autônomo isolado

Com custos mais elevados que os sistemas *on-grid*, os sistemas isolados são caracterizados por não serem conectados à rede elétrica, ou seja, o sistema se autossustenta através da utilização de baterias. É utilizado principalmente para propósitos locais específicos, como, por exemplo, bombeamento de água, eletrificação de cercas, de postes de luz, etc.

A energia produzida é também armazenada em baterias, que por sua vez garantem o funcionamento do sistema em períodos com pouco, ou mesmo ausentes, de luz solar, como dias nublados ou à noite. Ou seja, durante o dia, em momentos em que a produção de energia supera o consumo, este excesso é enviado ao banco de baterias para que, à noite, quando o consumo é maior que a produção, essa energia possa ser utilizada para abastecer a rede ligada ao sistema.

Figura 5 - Sistema autônomo isolado.



Fonte: NEOSOLAR (2020).

2.4.1.2 Sistema autônomo híbrido

São sistemas onde a configuração não se restringe apenas à geração fotovoltaica. Em outras palavras, são sistemas que, estando isolados da rede elétrica, existe mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, gerador a diesel, turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos. Estes sistemas são mais complexos e necessitam de algum tipo de controle capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação para o usuário, conforme apresentado na Figura 6. Como as várias fontes atuam de forma complementar, a operação do sistema torna-se mais confiável, amenizando os problemas de intermitência de cada tipo de geração.

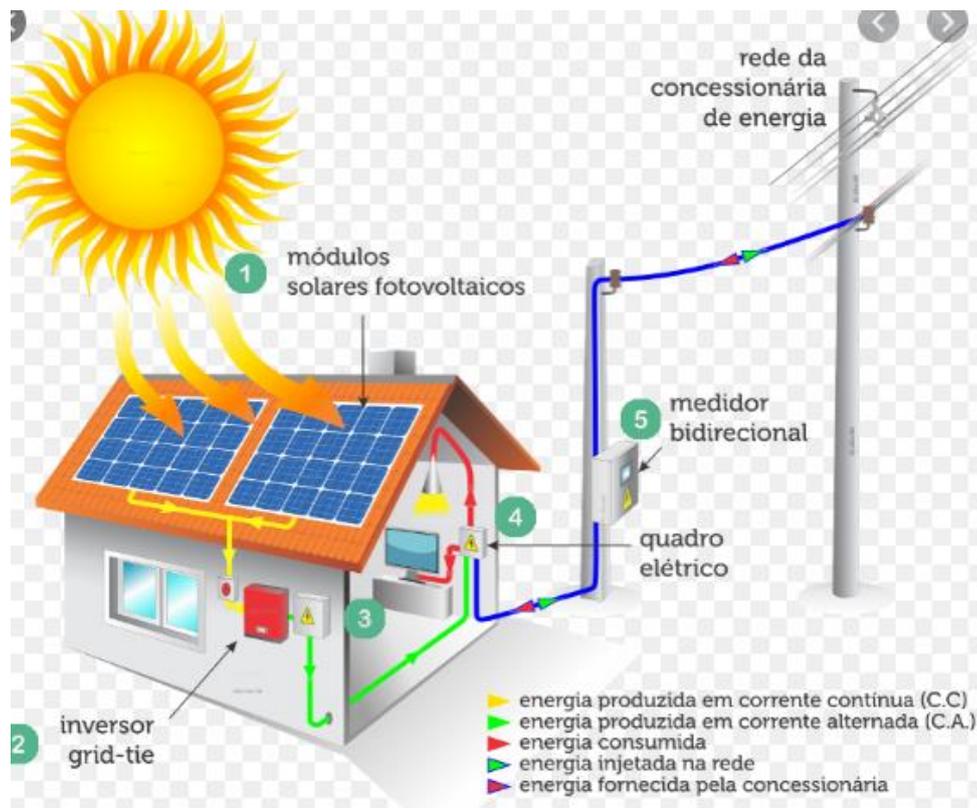
Figura 6 - Sistema autônomo híbrido.



Fonte: ISOLADOS (2008).

2.4.2 Sistema conectado à rede *Grid-Tie*

No caso dos sistemas conectados à rede elétrica, a energia gerada através dos módulos solares representa uma fonte de energia complementar à energia da distribuidora ao qual o usuário está conectado, são sistemas que geralmente não utilizam armazenamento de energia, pois toda energia gerada pelos módulos fotovoltaicos (durante o dia), é entregue à rede elétrica instantaneamente.

Figura 7 - Residência com sistema *Grid-Tie*.

Fonte: NEOSOLAR (2020).

2.5 PAINÉIS OU MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

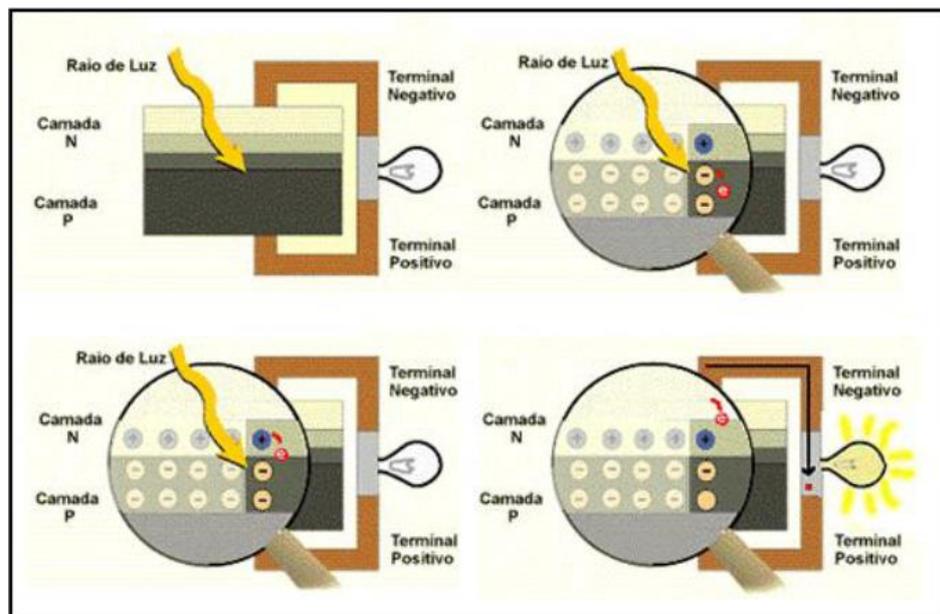
Segundo o departamento de energia estadunidense, um único dispositivo fotovoltaico é conhecido como célula. Uma célula fotovoltaica é geralmente pequena, normalmente produzindo cerca de 1 ou 2 watts de potência. Essas células são feitas de diferentes materiais semicondutores e geralmente têm menos do que a espessura de quatro fios de cabelo humanos. Para resistir ao ar livre por muitos anos, as células são colocadas entre materiais de proteção em uma combinação de vidro e / ou plástico.

Para aumentar a produção de energia elétrica das células fotovoltaicas, estas são conectadas em cadeias para formar unidades maiores, conhecidas como módulos ou painéis. Os módulos podem ser usados individualmente ou em conjunto, sendo conectados entre si para formar *strings*. Uma ou mais *strings* são então conectadas à rede elétrica como parte de um sistema fotovoltaico completo. Por causa dessa estrutura modular, os sistemas fotovoltaicos podem ser construídos para atender a quase todas as necessidades de energia elétrica, pequenas ou grandes (Energy Photovoltaic basics, 2020).

2.5.1 Efeito Fotovoltaico

A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre através do efeito da radiação solar sobre materiais como os semicondutores, que se caracterizam por apresentarem bandas de energia que permitem a presença de novos elétrons e de outra banda, em sua camada mais externa, totalmente "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, com o fósforo, por exemplo, um elétron acabará sobrando nessa ligação, que ficará instável, ou fracamente ligado. O resultado disso é que com pouca energia térmica, esse elétron vai 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 átomo 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 (Pinho e Galdino, 2014). Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna, com pouca energia térmica um elétron em uma camada vizinha pode “saltar” e passar para esta posição, deslocando a lacuna. Portanto a ligação do silício com o boro cria um processo denominado aceitador de elétrons ou um dopante tipo p (silício tipo P). Na Figura 8 pode-se analisar o efeito fotovoltaico na junção *pn*.

Figura 8 - Efeito fotovoltaico na junção *pn*.

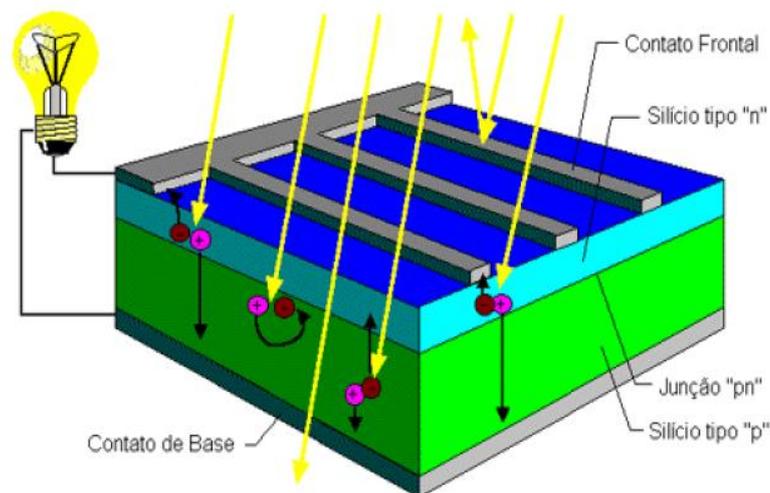


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Se forem introduzidos átomos de boro em uma metade, de fósforo na outra e 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 para os elétrons livres que sobraram do lado n (Pinho e Galdino, 2014).

No caso de uma junção pn se expor 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 fluir 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 do “pedaço” de silício forem conectadas com um fio, tem-se circulação de elétrons, ou seja, uma corrente (Pinho e Galdino, 2014). A intensidade da corrente gerada, portanto, depende da proporção da intensidade da luz, sendo que estas características são diretamente proporcionais. A célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, ela apenas mantém o fluxo de elétrons num circuito elétrico, enquanto houver incidência de luz sobre ela. Esse fenômeno se denomina efeito fotovoltaico conforme é demonstrado na Figura 9.

Figura 9 - Efeito fotovoltaico.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.6 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

O objetivo da medição dos dados solares é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar (irradiância) ou integrado (irradiação) ao longo de tempo (minuto, hora, dia ou ano) (Pinho e Galdino, 2014). Os principais equipamentos utilizados para medição são: o piranômetro e o pireliômetro.

2.6.1 Piranômetros

São sensores utilizados para medir a radiação solar global sobre uma superfície plana horizontal.

A medição é feita a partir da densidade do fluxo de radiação global, direta ou difusa, em comprimentos de ondas, que vão desde o ultravioleta ao infravermelho do espectro eletromagnético.

Este instrumento possui uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies, uma pintada de preto e outra pintada de branco, igualmente iluminadas. A expansão sofrida por tais superfícies provoca um diferencial de potencial que, ao ser medido, mostra o valor instantâneo da energia solar.

Os piranômetros também possuem fotodiodos, que são dispositivos eletrônicos fotossensíveis, que alteram suas características conforme a incidência de luz, e convertem os sinais óticos em sinais elétricos do tipo analógico.

Existem também modelos que utilizam uma célula fotovoltaica de silício para coletar medidas solarimétricas. Porém, esta tecnologia ainda apresenta limitações na sensibilidade (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 10 - Piranômetro



Fonte: Energês (2020).

Os piranômetros são divididos em três classes pela qualidade de medição espectral da radiação solar. Sendo elas:

- **Piranômetros Padrão Secundário ou Secondary Standart:** possuem tempo de resposta menor que 15segundos;
- **Piranômetros Primeira Classe ou First Class:** possuem tempo de resposta menor que 30 segundos. É um instrumento profissional para medição de irradiância solar hemisférica e irradiância solar direta;
- **Piranômetros Segunda Classe:** possuem tempo de resposta menor que 60 segundos. São de baixo custo e servem para o monitoramento não tão específico.

2.6.2 Pireliômetro

É um instrumento de medição de radiação solar direta em uma superfície perpendicular aos raios solares. O Pireliômetro tem uma janela aquecida, o que ajuda a reduzir a necessidade de limpeza. Este equipamento é usado em rastreadores solares e geralmente aplicados ao ar livre sob o sol (Huksefluxbrasil, 2020).

Figura 11 – Pireliômetro.



Fonte: Huksefluxbrasil, 2020.

2.7 TIPOS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

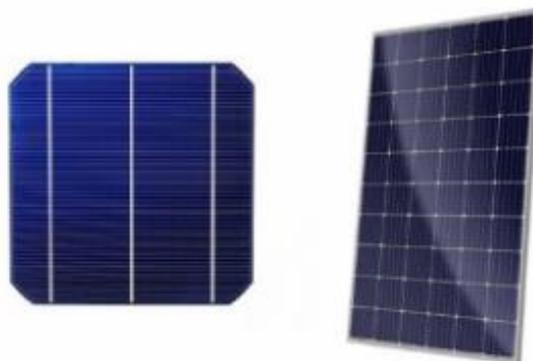
2.7.1 Painéis fotovoltaicos de silício (Si)

As atuais tecnologias comerciais de painéis fotovoltaicos são a base de silício (Si) e filmes finos. As tecnologias de silício monocristalino e policristalino atualmente dominam o mercado com 85% de participação. As células são cortadas em lingotes ou fundidos, ou feitos de fitas crescidas, de silício altamente purificado. Um potencial de junção é criado, um revestimento anti-reflexo depositado e contatos de metal adicionados. As células são então agrupadas em módulos com um vidro transparente para a frente, um material à prova de intempéries (geralmente um polímero fino) para a parte traseira e, muitas vezes, uma moldura ao redor. As costas também podem ser feitas de vidro para permitir a passagem da luz. Os módulos são geralmente garantidos por um tempo de vida de 25 a 30 anos, com uma eficiência mínima de 80% da eficiência nominal (IEA,2020).

2.7.1.1 Silício monocristalino

A tecnologia monocristalina é a mais antiga e possui a eficiência mais alta. Os painéis solares de silício monocristalino são facilmente reconhecíveis olhando de perto, possuindo uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados. Tais características podem ser observadas na Figura 12. A criação de painéis solares com eficiência de espaço requer o corte em *wafers* circulares (um produto dos lingotes cilíndricos formados pelo processo Czochralski) em células octogonais que podem ser compactadas juntas. O material restante que não é usado para criar células fotovoltaicas é descartado ou reciclado, voltando à produção de lingotes para derreter (JÄGER et al., 2014).

Figura 12 - Célula de silício monocristalino e módulo fotovoltaico.

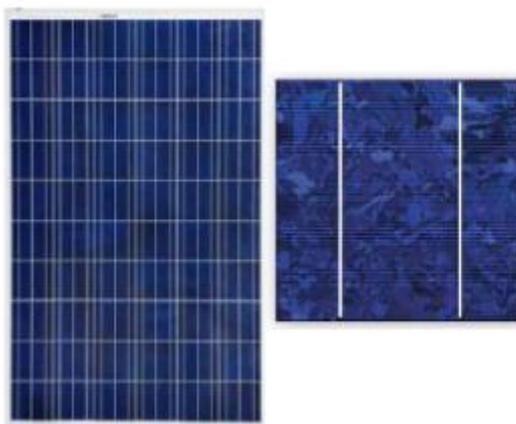


Fonte: Solarpowerrocks (2020)

2.7.1.2 Silício policristalino (mc-Si)

Diferentemente da célula de silício monocristalino que é produzida quando o material de silício é transformado em um único cristal, uma célula de silício policristalino é produzida a partir de material de silício puro por meio de um processo de fundição (ou seja, elas são derretidas e vazadas em moldes). A estrutura cristalina aleatória e irregular da célula de silício policristalino faz com que os limites de grãos no substrato de silício policristalino resistam ao fluxo de elétrons. Isso reduz a produção de energia da célula e invariavelmente torna a célula menos eficiente em comparação com a monocristalina. A eficiência típica de conversão de energia para um módulo fotovoltaico policristalino comercial está entre 10% e 15% (JÄGER et al., 2014).

Figura 13 - Célula de silício policristalino e módulo fotovoltaico.



Fonte: Solarpowerrocks (2020).

2.7.2 Painéis solares de filme fino

Depositar uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato é a essência básica de como os painéis fotovoltaicos de filme fino são fabricados. Eles também são conhecidos como células fotovoltaicas de película fina (TFPV). Dependendo da tecnologia da célula fotovoltaica de filme fino utilizada, os painéis de filme fino possuem eficiências médias entre 7-13%. Algumas tecnologias de painel de filme fino já estão chegando nos 16%, sendo similares a eficiência dos painéis policristalinos. Em 2015, os painéis fotovoltaicos que utilizavam a tecnologia de filme fino representavam aproximadamente 20% do mercado mundial de painéis solares fotovoltaicos (PORTALSOLAR, 2020).

2.7.3 Silício amorfo (a-Si)

A principal diferença entre essas células e as anteriores é que, em vez da estrutura cristalina, as células de silício amorfo são compostas por átomos de silício em uma fina camada homogênea. A maior vantagem dessas células é que o silício amorfo pode ser depositado em uma ampla gama de substratos, rígidos e flexíveis. Sua desvantagem é a baixa eficiência, da ordem de 6% (PORTALSOLAR, 2020).

2.7.4 Telureto de cádmio (CdTe)

Mais utilizado em grandes campos solares, como as usinas, esse é o único modelo de painel de filme fino que consegue ter uma eficiência mais similar aos painéis de silício. A eficiência de painéis solares com base na tecnologia de Telureto de Cádmio opera normalmente na faixa de 9-16% (PORTALSOLAR, 2020).

2.7.5 Seleneto de Cobre, índio e gálio (CIS / CIGS)

Conhecidos por serem os mais eficientes na categoria de filme fino. Utilizam uma quantidade menor de substâncias tóxicas (como o Cádmio) na sua fabricação, diminuindo assim a toxicidade do equipamento (PORTALSOLAR, 2020).

2.7.6 Células fotovoltaicas orgânicas (OPV)

São de polímero e utilizam a eletrônica orgânica para absorver a luz solar e transportar a carga para a produção de eletricidade. Conhecidas pela sua flexibilidade e baixo custo, elas são mais aplicadas em projetos de grande escala, já que a sua eficiência pode variar pela área que ocupam (PORTALSOLAR, 2020).

2.7.7 Painel solar híbrido (HJT)

O processo de fabricação, com algumas diferenças, é similar a fabricação dos painéis fotovoltaicos monocristalinos, porém, possuem uma passivação (modificação do potencial de um eletrodo no sentido de menor atividade) com camada de Silício Amorfo (a-Si), dentre outras diferenças. A tecnologia seria ideal para o Brasil, já que ele funciona muito bem em temperaturas altas, mas ainda não se encontra no mercado (PORTALSOLAR, 2020).

2.8 EFICIÊNCIA DO PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO

As duas principais grandezas elétricas que podemos destacar de um módulo fotovoltaico, tensão elétrica e corrente elétrica, sofrem influência de duas grandezas térmicas: temperatura e irradiação solar. A primeira influencia a tensão elétrica fornecida pelo módulo, e obviamente, a potência elétrica, respeitando a seguinte relação: quanto mais baixa a temperatura, maior será a tensão elétrica, e quanto maior for a temperatura, menor vai ser a tensão elétrica.

Expressa em porcentagem, a eficiência de um painel solar é a capacidade que um painel solar tem de converter a energia solar em eletricidade. Se tivermos a mesma quantidade de luz a incidir durante o mesmo período de tempo, sobre dois painéis solares com diferentes taxas de eficiência, o mais eficiente irá produzir mais eletricidade do que aquele que é menos eficiente. No Brasil, os módulos fotovoltaicos são avaliados/certificados por um órgão responsável chamado INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), onde o selo que atesta a classe de eficiência do módulo é concedido pelo PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), que é um programa do governo federal executado pela Eletrobrás desde 1993 (PROCEL, 2006). Em 2011 o INMETRO definiu os limites de eficiência separados por classes: A (Maior que 13,5%), B (Maior que 13% a 13,5%), C (Maior que 12% a 13%), D (Maior que 11% a 12%) e E (Menor ou igual a 11%). A informação de eficiência pode vir ou não no catálogo de especificações do fabricante, caso contrário, pode ser extraída através da Equação 1.

$$\eta_P = \frac{P_{gerada}}{P_{incidente}} = \frac{(I_{mp} \cdot V_{mp})}{H_{t,\beta} \cdot A} \quad (1)$$

Onde I_{mp} e V_{mp} estão localizados no “joelho” da curva da Figura 15, $H_{t,\beta}$ é a radiação solar no plano gerador (W/m^2) e A é área útil do módulo (m^2).

As principais especificações encontradas nos catálogos de fabricantes são além das características de dimensão e peso: classe e gradação de potência, número de células, carga mecânica, tipo de tomada, tensão elétrica de circuito aberto, corrente elétrica de curto circuito, resistência à corrente inversa (quando módulos conectados recebem diferentes radiações solares), coeficientes de temperatura para determinadas faixas de temperatura e características térmicas e mecânicas para o módulo de conexões elétricas.

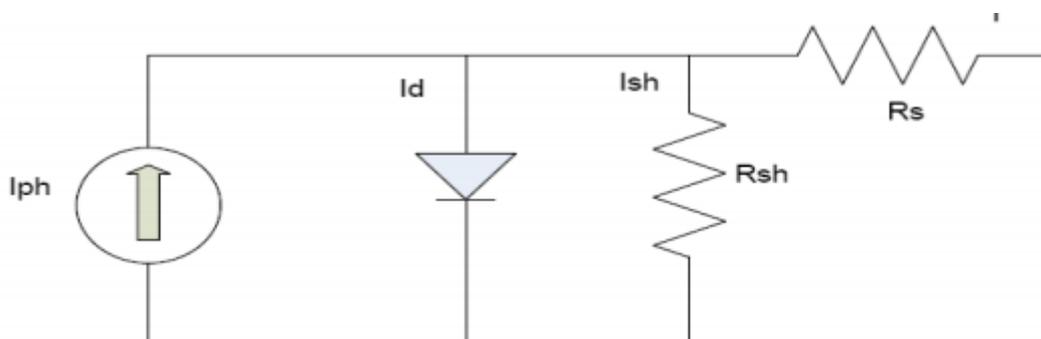
2.9 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico se dá quando a célula fotovoltaica é exposta à radiação solar e o aproveitamento desse efeito ocorre por meio do campo elétrico da junção p-n e de um circuito elétrico externo. Portanto, é possível representar a célula a partir de seus parâmetros elétricos de saída (corrente e tensão) em função de fatores que influenciam na entrada (temperatura da célula e irradiância).

As principais características de um módulo fotovoltaico são: corrente, tensão e potência nominal. A potência do módulo é dada em W_P (Watt pico), e seu valor é determinado sob as condições padrão de teste (STC, *Standard Test Conditions*). Essas condições padrão de teste (ou condições de referência) são definidas para os valores de 1000 W/m^2 de irradiância, 25°C de temperatura da célula e $AM = 1,5$ para a massa de ar. A máxima potência é atingida quando se obtém a corrente de máxima potência (I_m) e a tensão de máxima potência (V_p).

Uma configuração básica do circuito do sistema fotovoltaico é mostrada abaixo na Figura 14. Este modelo representa o diagrama de circuito equivalente da célula fotovoltaica. Este sistema é chamado de "modelo de quatro parâmetros", que consiste em uma corrente fonte, diodo, resistência em série e resistência paralela. A fonte representa a corrente gerada pela luz na célula solar, o diodo representa à impedância não linear da junção p-n, a resistência em série representa as perdas elétricas internas e a resistência de derivação corresponde a corrente de fuga ao terra. O diodo é conectado em antiparalelo com a fonte de corrente, representando o modelo teórico de célula solar ideal. Quando a radiação solar cai na célula, a corrente direta gerada varia linearmente com a radiação solar (GOETZE, 2017).

Figura 14 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (modelo com diodo).



Fonte: O Autor (2021)

Aplicando a lei de Kirchoff no circuito acima, pode-se expressar a corrente I pela Equação 2:

$$I = I_{PH} - I_D - I_P \quad (2)$$

A corrente de fuga (I_P) pode ser expressa pela Equação 3:

$$I_P = \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (3)$$

Por sua vez, a corrente que flui através de um diodo (I_D), em função da tensão é dada pela Equação 4 (ZILLES, 2012).

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{e \cdot V}{m \cdot k \cdot T_c}} - 1 \right] \quad (4)$$

Em que:

I_0 - Corrente de saturação reversa do diodo no escuro [A];

V - Tensão aplicada aos terminais do diodo [V];

e - Carga do elétron [C];

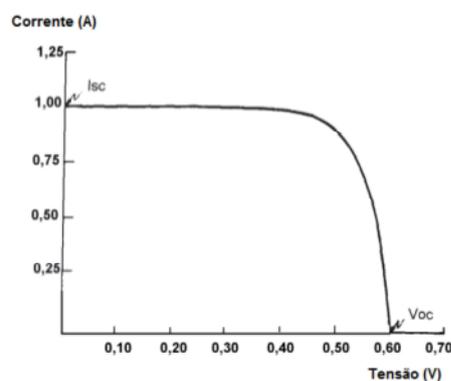
m - Fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino);

k - Constante de Boltzmann [J/K];

T_c - Temperatura de operação da célula fotovoltaica [°C].

Os valores de corrente e tensão podem ser representados graficamente em uma curva característica (I-V) do módulo, Figura 15 . Quando a tensão é nula, tem-se o valor de corrente de curto circuito (I_{sc}). Analogamente, quando a corrente é nula, tem-se o valor da tensão de circuito aberto (V_{oc}) (ABINEE, 2012).

Figura 15 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A partir da Figura 15, pode-se determinar alguns parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos, sendo eles:

- **Corrente de curto-circuito (I_{SC}):** corrente máxima obtida nos terminais da célula fotovoltaica quando a tensão elétrica é zero;
- **Tensão de circuito aberto (V_{OC}):** máxima tensão nos terminais da célula fotovoltaica quando não se tem corrente elétrica circulando;
- **Fator de forma (FF):** é a razão entre a máxima potência e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto.

2.10 PRINCIPAIS PARÂMETROS QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Os principais parâmetros referentes as características elétricas da célula fotovoltaica são:

- **Irradiância solar:** a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{OC}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura;
- **Temperatura:** a incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão;
- **A resistência série (R_s):** se origina na resistência do próprio material semicondutor, nos contatos metálicos e na junção metal-semicondutor. R_s contribui para reduzir a I_{sc} e o FF da célula, mas não afeta sua V_{oc} . Para valores elevados de R_s a curva da célula perde o formato característico e se reduz a uma reta cuja inclinação é $1/R_s$;
- **A resistência paralelo (R_p):** a R_p é causada por impurezas e defeitos na estrutura, principalmente próximo às bordas, que produzem um caminho interno para uma corrente de fuga, reduzindo assim a corrente efetivamente produzida pelo dispositivo (não vale para a I_{sc}). Para baixos valores de R_p , outra vez se perde a curvatura do diodo e a característica I-V se torna uma reta de inclinação $1/R_p$ (Pinho e Galdino, 2014).

2.11 MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Como visto, os módulos fotovoltaicos sofrem influência da temperatura e da radiação solar incidente. Logo, a potência gerada, em corrente contínua, que é entregue ao inversor, depende desses dois fatores. Para forçar os inversores a operar sempre na condição de potência máxima (P_{mp}), ou seja, tensão e corrente iguais a V_{mp} e I_{mp} , respectivamente, esses equipamentos possuem uma função que persegue a condição ideal independente das condições ambientais.

Dessa forma, o modelo matemático do gerador fotovoltaico considera a função de seguimento do ponto de máxima potência, chamada MPPT. Os parâmetros utilizados no cálculo são o coeficiente de temperatura de máxima potência do módulo (γ_{mp}) e a taxa de eficiência de seguimento do ponto de máxima potência do inversor (η_{mppt}). A Equação 5 relaciona a variação da potência, no ponto de máxima potência, com a temperatura, considerando as perdas do inversor (GOETZE, 2017).

$$P_{mp} = P_{nFV} \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_{c,ref})] \eta_{mppt} \quad (5)$$

Em que:

P_{mp} - Máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico [W];

P_{nFV} - Potência nominal do gerador fotovoltaico [W];

$H_{t,\beta}$ - Irradiância no plano gerador [W/m^2];

H_{ref} - 1000 W/m^2 ;

T_c - Temperatura de operação das células [$^{\circ}C$];

$T_{c,ref}$ - 25 $^{\circ}C$.

A Equação 6 apresenta o cálculo da potência fotovoltaica na saída do gerador:

$$P_{FV} = P_{mp} \eta_{mppt} \quad (6)$$

A temperatura das células pode ser encontrada através da Equação 7 :

$$T_c = T_{amb} + H_{t,\beta} \left(\frac{T_{noc} - 20}{800} \right) 0,9 \quad (7)$$

Em que:

T_{amb} - Temperatura ambiente [°C];

T_{noc} - Temperatura nominal de operação das células [°C].

2.12 ASSOCIAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Na conexão em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo, e assim por diante. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 \dots + V_n \quad (8)$$

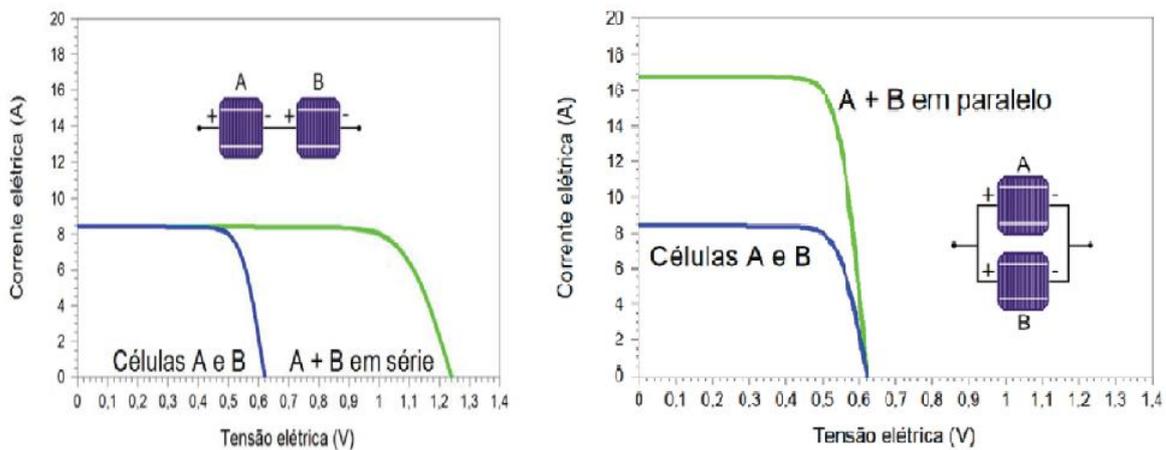
$$I = I_1 = I_2 \dots = I_n \quad (9)$$

Na associação em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. As correntes elétricas são somadas, permanecendo inalterada a tensão. Ou seja:

$$I = I_1 + I_2 \dots + I_n \quad (10)$$

$$V = V_1 = V_2 \dots = V_n \quad (11)$$

Figura 16 - Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em série e paralelo.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.13 INVERSORES

É um equipamento responsável pela conversão de Corrente Contínua (CC) em corrente alternada (CA), também é chamado por vezes Conversor CC-CA e de forma mais restrita como PCU – *Power Conditioning Unit* (Unidade Condicionadora de Potência). O inversor deve ser projetado para dissipar o mínimo de potência, evitando perdas, deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos, estar em sincronismo com a rede elétrica a ser conectada e na mesma frequência.

Para aplicações de potência inferior a 5 kW, é recomendável o uso de inversores monofásicos. Lembrando que, a escolha do inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo do sistema fotovoltaico e, em geral, representa aproximadamente 10% do custo total de um sistema fotovoltaico (JÄGER et al., 2014).

Existem, basicamente, dois tipos de inversores: os inversores de rede (também chamados de *Grid-Tie* ou *Grid-Connected*) e os inversores autônomos (também chamado *Stand-Alone*). Cada um é utilizado para um tipo de configuração do sistema: no primeiro caso o sistema é conectado à rede, e no segundo para um sistema tipo autônomo.

Os inversores *Grid-Connected* transferem energia diretamente ao quadro de distribuição elétrica ou a um transformador de distribuição.

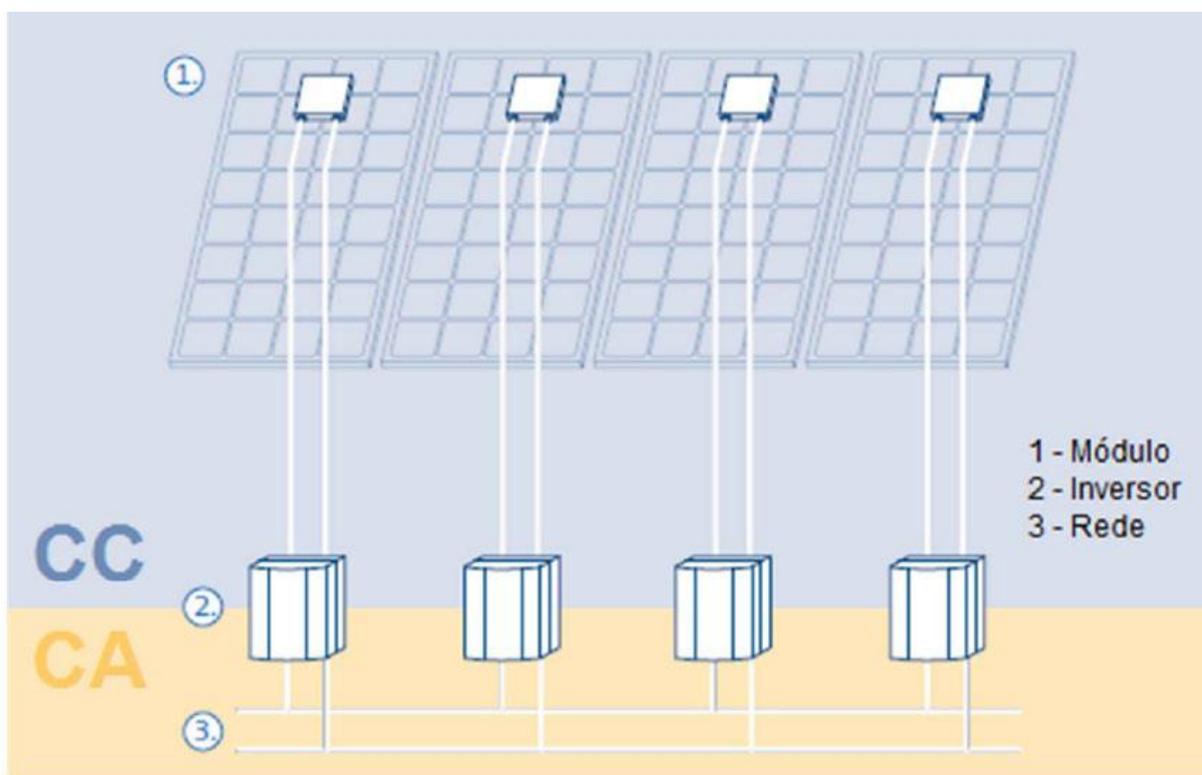
Os inversores *Grid-Connected*, por terem a capacidade de serem ligados à rede de distribuição elétrica e fornecerem corrente elétrica a esta, têm aplicação em sistemas de microgeração, permitindo que um usuário particular, seja além de um consumidor, um produtor de energia elétrica também.

No entanto, uma vez que a rede de distribuição partilhada é do interesse do proprietário, a manutenção de níveis de qualidade do sistema fotovoltaico deve estar dentro de parâmetros aceitáveis. Assim, contrariamente ao inversor *Stand-Alone*, em que é possível estabelecer um compromisso menor com a qualidade da forma de onda e conseqüentemente um menor custo, aos inversores *Grid-Connected* são impostos limites muitos rígidos relativos à distorção que a forma de onda da corrente pode apresentar, assim como à frequência e sincronismo com a forma de onda da tensão de rede.

2.14 CONFIGURAÇÃO DOS INVERSORES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os inversores podem ser empregados em diversas configurações, de acordo com a necessidade de cada projeto. O inversor pode ser instalado em cada módulo do sistema fotovoltaico, sendo configurado individualmente o ponto de máxima potência, ilustrado na Figura 17. Esta configuração apresenta maior custo por necessitar de um número maior de inversores, porém se diminui o custo com cabeamento e com riscos de arco elétrico no lado de corrente contínua (CC), sendo que do lado CA cada inversor é conectado em paralelo. Este sistema é utilizado em consumo local, com geração de 3 kW a 5 kW. (REMMERS, KARL-HEINZ, 2014).

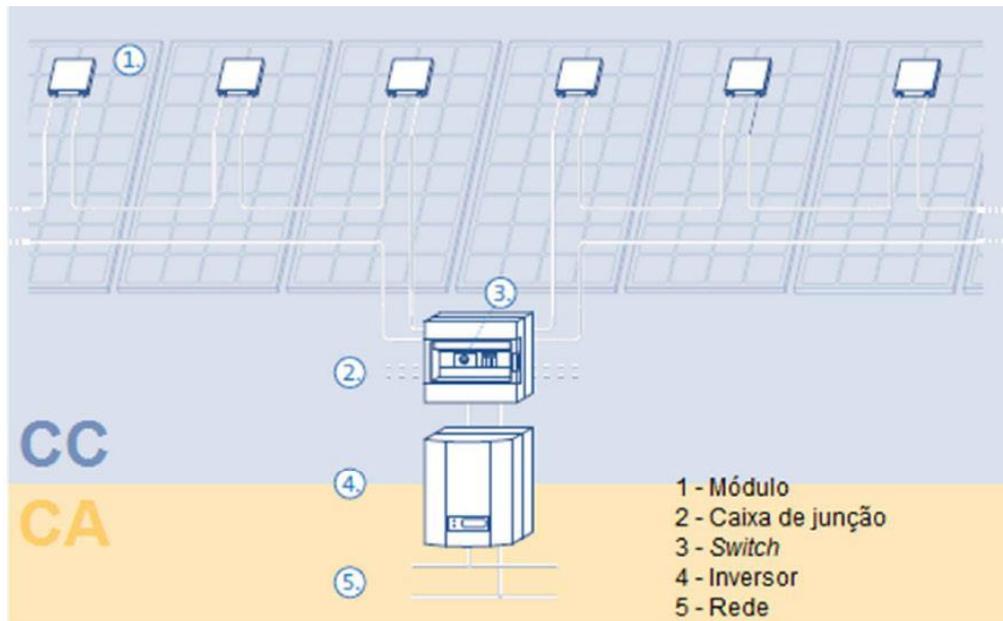
Figura 17 - Inversores individuais por módulo fotovoltaico.



Fonte: REMMERS, KARL-HEINZ, 2014.

Os inversores podem compor uma cadeia ligada a um *switch*, quando conectados em série, conectando-se a um inversor central, sendo ilustrado na Figura 18. Para isso, todos os módulos fotovoltaicos devem estar na mesma condição de luminosidade. Esta configuração destina-se a sistemas de médio e grande porte.

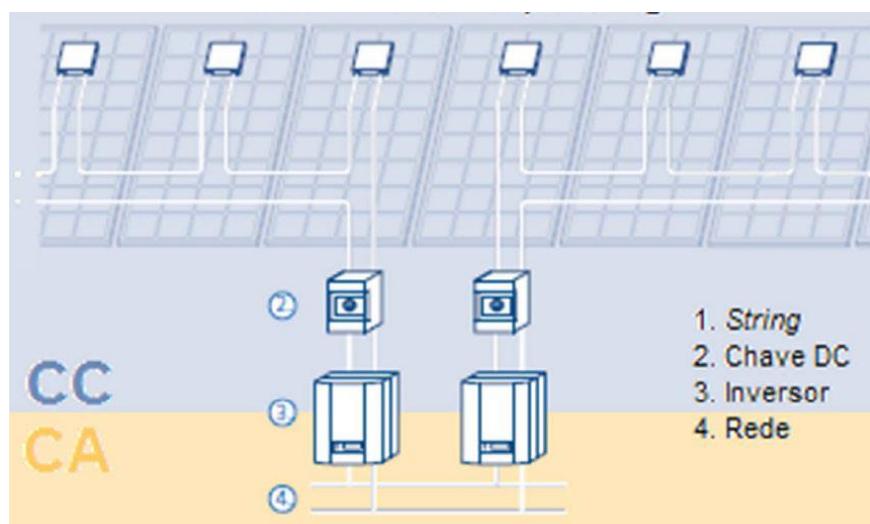
Figura 18 - Inversor central.



Fonte: REMMERS, KARL-HEINZ, 2014.

Tendo em vista que a iluminação pode ser diferente entre os módulos, a configuração mostrada na Figura 19 visa controlar o ponto de máxima potência de cada módulo, sem conexão com os outros, formando assim cadeias independentes, com isso a geração é otimizada, pois cada inversor destinado ao módulo fotovoltaico age autônomo dos demais.

Figura 19 - Um inversor por cadeia.



Fonte: REMMERS, KARL-HEINZ, 2014.

2.15 CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR SOLAR

A maioria dos inversores conectados à rede podem ser instalados ao ar livre, enquanto a maioria dos inversores fora da rede não é à prova de intempéries. Existem essencialmente dois tipos de inversores interativos em grade: aqueles projetados para uso com baterias e aqueles projetados para um sistema sem baterias (JÄGER et al., 2014). As principais características que devem ser observadas são:

- **Qualidade de energia:** os inversores para sistemas conectados à rede devem produzir melhor ou no mesmo nível que a qualidade da concessionária;
- **Entrada de tensão:** a entrada de tensão CC do inversor deve corresponder a tensão nominal do painel solar, geralmente 235V a 600V para sistemas sem baterias e 12, 24 ou 48 volts para sistemas baseados com bateria;
- **Regulação de frequência e tensão:** inversores de melhor qualidade produzirão quase saídas constantes de tensão e frequência;
- **Eficiência:** inversores modernos comumente usados em residências e pequenas empresas têm eficiências de pico de 92% a 94%, conforme avaliado por seus fabricantes. As condições reais de campo geralmente resultam em eficiência geral de cerca de 88% a 92%. Os inversores para sistemas baseados em bateria têm eficiências um pouco mais baixas;
- **Rastreamento de ponto de potência máximo (MPPT):** os modernos inversores sem bateria incluem rastreamento de ponto de energia máximo. O MPPT ajusta automaticamente a tensão do sistema de modo que o painel fotovoltaico opere no seu ponto de potência máximo;
- **Desligamento automático de carga:** para sistemas baseados em bateria, o inversor pode automaticamente desligar cargas desnecessárias no caso de uma falta de energia. Cargas solares, ou seja, cargas que serão mantidas energizadas durante a interrupção, são conectadas a um subpainel elétrico. Um sistema baseado em baterias deve ser projetado para alimentar essas cargas;
- **Garantia** - Os inversores normalmente oferecem garantias de 5 anos, embora o setor esteja em direção a uma garantia de 10 anos. O transformador e os componentes de estado sólido de um inversor são suscetíveis a superaquecimento e danos causados por picos de energia, reduzindo sua vida útil.

2.16 CONTROLADOR DE CARGA

Dispositivo responsável por regular e gerenciar o fluxo energético dos geradores fotovoltaicos para as baterias, bem como protegê-las de uma descarga profunda decorrente de um longo período sem geração. Este dispositivo é considerado indispensável na grande maioria dos casos, e sua utilização permite uma otimização do dimensionamento do banco de baterias e do seu carregamento, desconexão de cargas embaixo estado de carga da bateria e um maior nível de proteção contra um aumento excessivo de consumo ou uma possível intervenção do usuário.

Os controladores devem desconectar o gerador fotovoltaico quando a bateria atingir carga plena e interromper o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atingir um nível mínimo de segurança. Alguns controladores também monitoram o desempenho do SFI (corrente e tensão de carregamento da bateria ou da carga) e acionam alarmes quando ocorre algum problema. Para melhorar o desempenho do controlador de carga, este pode ainda incorporar um sensor de temperatura, com a função de compensar o efeito da variação da temperatura nos parâmetros das baterias.

Os controladores podem diferir basicamente quanto à grandeza utilizada para o controle, forma de desconexão do painel fotovoltaico e estratégia de controle adotada. As grandezas de controle mais utilizadas são: estado de carga (integração do fluxo de corrente na bateria), tensão e densidade do eletrólito da bateria. Os controladores de carga comerciais mais simples são do tipo denominado liga-desliga (*on-off*). Este tipo de controlador aplica diretamente a tensão e a corrente do painel sobre a bateria, sem qualquer tipo de regulação. Os parâmetros para especificação dos controladores de carga são obtidos das características elétricas do painel fotovoltaico e das cargas, bem como das curvas características das baterias, como as de carga e descarga. No Brasil são normalmente encontrados controladores de carga com correntes até 60 A para operação em bancos de baterias nas tensões de 12 V, 24 V e 48 V, projetados, respectivamente, para operar com painéis fotovoltaicos com 1, 2 ou 4 módulos convencionais de silício (36 células) em série (Pinho e Galdino, 2014).

Os controladores de carga comercializados no Brasil devem apresentar o registro do Inmetro e a respectiva etiqueta, afixada no próprio produto. Os ensaios realizados são, em condições nominais, queda de tensão, tensão de desconexão, reposição do painel fotovoltaico e compensação por temperatura, tensão de desconexão, reposição das cargas e autoconsumo.

2.17 BATERIAS

As baterias armazenam energia elétrica em corrente contínua para uso posterior. Porém esse armazenamento cobra um custo, uma vez que as baterias reduzem a eficiência e a saída do sistema fotovoltaico, normalmente em cerca de 10% para baterias de chumbo-ácido. As baterias também aumentam a complexidade e custo do sistema (Pinho e Galdino, 2014).

Os principais tipos de baterias empregados em sistemas fotovoltaicos são:

- **Baterias de chumbo-ácido:** as baterias de chumbo-ácido são as mais comuns em sistemas fotovoltaicos em geral, sendo as baterias de chumbo-ácido seladas as mais comumente usadas em sistemas conectados à rede. As baterias seladas são à prova de derramamento e não requerem manutenção periódica. Essas baterias são geralmente as menos caras, mas exigem a adição de água destilada pelo menos uma vez ao mês para reabastecer a água perdida durante o processo normal de carregamento. Existem dois tipos de baterias de chumbo-ácido seladas: *absorbent glass mat* (AGM) e eletrólito de gel. As baterias de chumbo-ácido AGM tornaram-se o padrão do setor, pois são livres de manutenção e particularmente adequadas para sistemas ligados à rede onde as baterias estão normalmente mantidas em um estado completo de carga. Baterias de eletrólito de gel, projetadas para resistência ao congelamento, são geralmente uma má escolha, porque qualquer sobrecarga danificará permanentemente a bateria;
- **Baterias alcalinas:** devido ao seu custo relativamente alto, as baterias alcalinas são apenas recomendadas onde são previstas temperaturas extremamente baixas (-50 F ou menos) ou por certas aplicações comerciais ou industriais que exijam suas vantagens sobre as de ácido-chumbo. Essas vantagens incluem tolerância ao congelamento ou altas temperaturas, baixo requisitos de manutenção e capacidade de ser totalmente descarregada ou sobrecarregada sem prejuízo.

Para sistemas conectados à rede, as baterias geralmente são dimensionadas para um período de tempo relativamente curto, com 8 horas. O tamanho pode variar, no entanto, dependendo das necessidades particulares de uma instalação e da duração esperada de falta de energia. Para comparação, os bancos de baterias para sistemas fora da rede são geralmente dimensionados para três dias nublados. A tensão fornecida pelo gerador fotovoltaico deve ser alta o suficiente para ter condições de carregar o banco de baterias. Essas tensões nominais são entre 16,5 V e 17,5 V para um sistema de 12 V usando baterias alcalinas.

2.18 PROJETO FOTOVOLTAICO

2.18.1 Avaliação do recurso solar

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico está intrinsicamente atrelado a disponibilidade de energia solar onde os módulos fotovoltaicos serão instalados, portanto é necessário quantificar a radiação solar incidente no local.

A radiação solar pode ser expressa em irradiância, com valores instantâneos do fluxo de potência, e também expressa em irradiação, com valores de energia por unidade de área (com diversos períodos de integração). A apresentação dos dados de radiação solar mais utilizada é por meio de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. Também é comum determinar-se um “Ano Meteorológico Padrão ou Típico” (em língua inglesa TMY–*typical meteorological year*) a partir de informações armazenadas ao longo de vários anos de medidas.

A geração de energia do módulo fotovoltaico é proporcional a quantidade de irradiância solar absorvida e a temperatura nos módulos fotovoltaicos. A variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos fotovoltaicos, mas a irradiância solar tende a ter uma grande variação em um pequeno intervalo de tempo, sendo este na ordem de segundos.

Apesar da significativa variação de irradiância solar em curtos intervalos de tempo, ela tende a ter valores médios regulares em intervalos de tempo mais expressivos, sendo assim, considera-se a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação solar horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (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.

Em base mensal, a irradiação solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos é convertida para seu valor médio diário em kWh/m^2 e, em seguida, utiliza-se o valor numérico como HSP. Esses valores podem ser obtidos a partir da conversão para o plano inclinado e posterior integração das curvas. Cabe frisar, no entanto, que nada substitui a medição no local de implantação do projeto, e que incorreções podem advir das diferenças entre os valores estimados e os valores reais (Pinho e Galdino, 2014).

2.18.2 Localização e instalação do painel fotovoltaico

Até em uma área limitada e com incidência solar uniforme, a escolha do local em que os painéis fotovoltaicos serão efetivamente instalados pode ser determinante em seu desempenho. A integração com elementos arquitetônicos e a presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas próximas podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico. Também a capacidade de trocar calor com o meio, impacta a eficiência do painel fotovoltaico. Em geral, não existem restrições quanto ao local de instalação, pois os módulos são equipamentos desenvolvidos para resistir ao tempo (sol, chuva, geadas etc.) durante vários anos. Recomenda-se apenas que o mesmo seja instalado em local com boa incidência de radiação solar e o mais próximo possível das baterias e cargas. Esta última recomendação tem o compromisso de minimizar as perdas devido à queda de tensão nos cabos. Em regiões isoladas é mais provável que se encontrem superfícies livres, sem sombreamento e com fácil circulação de ar. No entanto, nas instalações urbanas tipo *rooftop* (de telhado), por exemplo, o projetista tem menos liberdade no posicionamento dos painéis.

Para ter uma boa estimativa da radiação solar incidente no plano do painel, o projetista deve obter informações sobre os atuais e potenciais elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas, inclusive o chão. A refletividade do chão ou outros elementos próximos (albedo), que também possam contribuir para a radiação global incidente sobre o painel.

Por isso, alguns programas de dimensionamento permitem incorporar um modelamento 3D dos prédios e objetos vizinhos na simulação do desempenho do sistema. Aspectos como inclinação e orientação azimutal do painel passam a ser bastante relevantes em instalações urbanas.

Aspectos estéticos, a resistência mecânica do telhado, prédio e o efeito dos ventos também são elementos importantes na escolha do local de instalação do painel fotovoltaico.

O gerador fotovoltaico deve ser colocado distante de objetos que possam encobrir a luz do sol, para que nenhuma sombra ocorra especialmente nas horas de melhor irradiância, usualmente entre 9 e 15 horas. A Equação 12 apresenta um método para estimar a distância mínima que o gerador fotovoltaico deve ser colocado da fonte de sombreamento. Cabe salientar que o referido método fornece uma estimativa simples, pois considera que a sombra do obstáculo cobre por igual todo o gerador fotovoltaico, o que comumente não acontece, devido aos contornos não homogêneos do sombreamento (Pinho e Galdino, 2014).

$$d = F_e(h_{ob} - h_i) \quad (12)$$

Em que:

d - distância mínima a ser mantida entre o gerador fotovoltaico e o obstáculo (m);

Fe - fator de espaçamento;

h_{ob} - altura do obstáculo (m);

h_i - altura de instalação do gerador fotovoltaico (m).

2.18.3 Orientação e inclinação do gerador fotovoltaico

Os painéis solares devem ser fixados em uma direção específica e em um ângulo selecionado (elevação). E esses ângulos e direções nas quais os painéis são configurados dependem da orientação do sol e da latitude da área onde estão situados, respectivamente.

Como eixo de rotação da Terra está inclinado cerca de $23,5^\circ$ a vertical, o sol aparece em diferentes pontos do horizonte ao longo do ano por causa dessa inclinação. A altura do sol acima do horizonte é chamada altitude, medida em graus acima do horizonte. A latitude do local nos diz sobre a altitude em que o sol aparece acima do horizonte. Quando o sol está nascendo ou se pondo sua altitude é zero graus. Devido à rotação da terra em torno do eixo inclinado, o sol aparece em diferentes altitudes acima do horizonte ao meio-dia solar ao longo do ano. Portanto, quando o ângulo de inclinação ou o ângulo em que os painéis são elevados é igual à latitude, a insolação é otimizada. No hemisfério norte, o sol viaja em direção ao céu do sul. Assim, quando os coletores solares são colocados voltados para o sul, a quantidade máxima de energia solar atinge sua superfície. Sendo assim, nas instalações localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao norte verdadeiro. Os painéis devem ser orientados de forma que o máximo de energia disponível seja absorvido durante o dia mais curto ou no solstício de inverno.

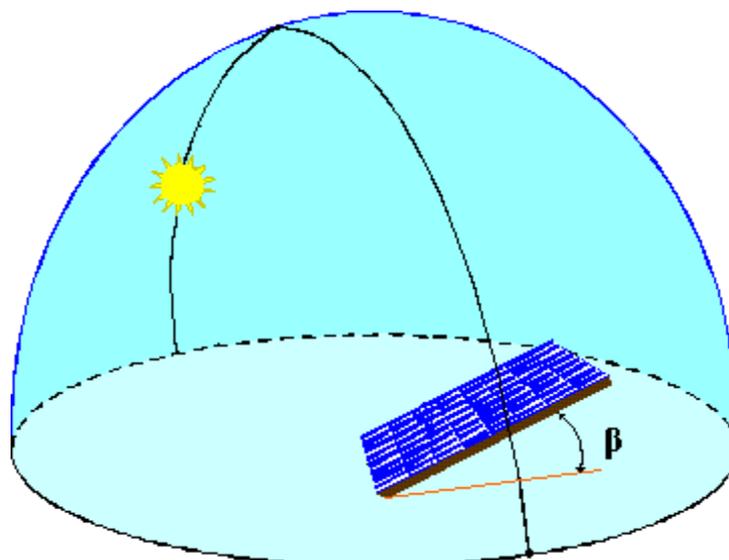
Para geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico, Figura 20, deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado. No entanto, pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente e a inclinação do gerador fotovoltaico pode estar dentro de 10° em torno da latitude do local. Por exemplo, um sistema usado, ao longo de todo o ano, em uma latitude de 35° , pode ter um ângulo de inclinação de 25° a 45° , sem uma redução significativa no seu desempenho anual.

Para áreas muito próximas ao equador, com latitudes variando entre -10° e $+10^\circ$, aconselha-se uma inclinação mínima de 10° , para favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva.

Para períodos de integração mais curtos, o ângulo de inclinação que maximiza a geração de energia (instantânea ou diária, por exemplo) varia com a época do ano e com a latitude do local onde o sistema será instalado. Dependendo da aplicação e das condições climáticas ao longo do ano, pode-se utilizar outras inclinações que privilegiem a geração em épocas específicas.

Geradores fotovoltaicos com sistemas de rastreamento do movimento aparente do sol podem ser utilizados para melhorar ainda mais a captação da radiação solar durante o ano. Tais sistemas são manuais ou automáticos, com o seguimento parcial do sol (variação somente da inclinação ou do ângulo azimutal) ou com o seguimento total do sol (variação da inclinação e do ângulo azimutal). Os sistemas manuais são de simples implementação e menor custo, necessitando, no entanto, de constante intervenção humana. Os sistemas automáticos apresentam melhor desempenho, mas são mais caros e podem apresentar falhas, devido à presença de peças móveis. Além disso, normalmente precisam estar conectados a uma fonte de energia (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 20 - Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.18.4 Cabos e conexões

Um número considerável de conexões elétricas é necessário para conectar módulos, conjuntos, arranjos, inversores, baterias, e qualquer outro dispositivo intermediário, podendo inclusive utilizar cabos com comprimentos consideráveis. Deve-se atentar para a utilização de cabos e conexões seguras evitando falhas, perdas e acidentes. Visando eliminar acidentes por curto-circuito ou falhas de aterramento deve-se atentar para a correta identificação dos polos positivo e negativo (REMMERS, KARL-HEINZ, 2014).

O cabeamento pode ser dividido em lado CC e lado CA. No lado CC, são necessários apenas cabos individuais com um núcleo cada. Existem cabos desenvolvidos exclusivamente para sistema solar fotovoltaico, conhecidos como cabo solar. Estes cabos possuem algumas características gerais: alta resistência ao calor, ao frio, ao óleo, à abrasão, ao ozônio, ao ultravioleta, e ao tempo; melhor reação em caso de incêndio, baixa emissão de fumaça, livre de halogênio, retardador de chama; flexível, fácil de descascar, e mecanicamente robusto. (PINHO e GALDINO, 2014)

Após o inversor, no lado CA da instalação, o cabeamento terá três cabos individuais de núcleo único em caso de ligação monofásica, e cinco cabos em caso de ligação trifásica. Todos os cabos destinados a sistemas fotovoltaicos devem ser resistentes à radiação ultravioleta, à ação da água e a altas temperaturas, admitindo perdas de no máximo 1% (REMMERS, KARL-HEINZ, 2014).

2.18.5 Acoplamento do painel fotovoltaico e do inversor

A escolha do inversor deve ser realizada de acordo com as características elétricas e a configuração do painel fotovoltaico para que toda a energia gerada pelo sistema seja enviada para a rede com a maior eficiência possível.

Os requisitos que devem ser verificados são os seguintes:

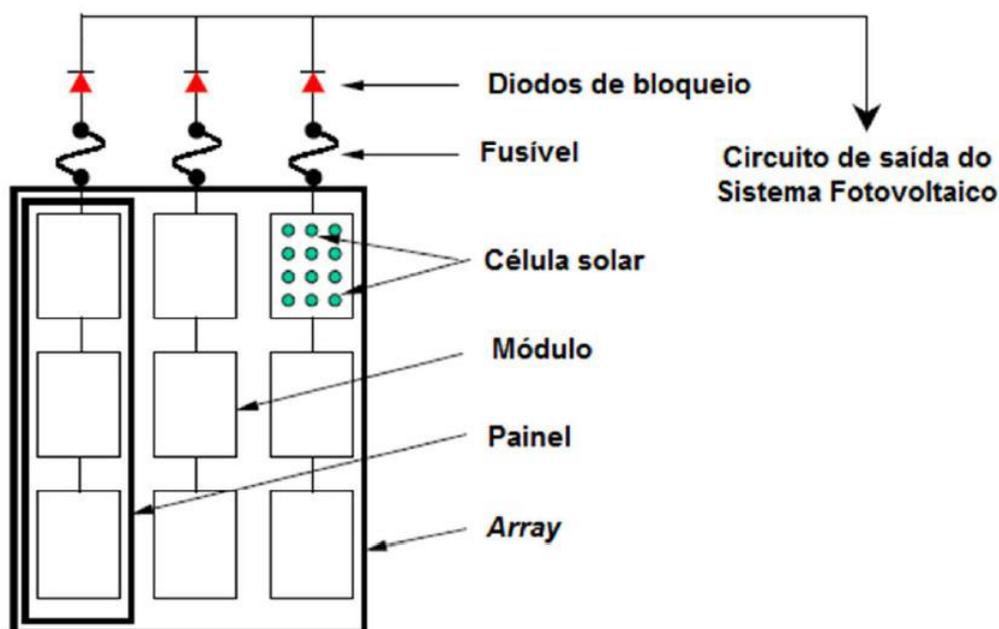
- A potência total do painel fotovoltaico deve ser menor que a potência de entrada máxima do inversor;
- A tensão de circuito aberto do painel deve ser menor que a tensão de entrada máxima do inversor;
- A tensão nominal do painel deve estar entre a faixa de tensões do seguidor de máxima potência do inversor;
- A corrente nominal do painel deve ser menor que a corrente máxima de entrada do inversor.

Com os painéis fotovoltaicos e inversores determinados, deve-se determinar as seções dos condutores, tanto do lado de corrente contínua, quanto no lado de corrente alternada.

2.18.6 Proteção e aterramento

A utilização de fusíveis visa proteger os cabos contra sobrecorrentes e sobretensões que possam ocorrer. Além dos diodos de proteção nos painéis, diodos de bloqueio (ou roda livre) são utilizados para evitar a circulação de corrente reversa pelo sistema. Fusíveis também são instalados entre as baterias e o controlador de carga em caso de sistemas com armazenamento de energia (PINHO e GALDINO, 2014). Os fusíveis e diodos de bloqueio são ilustrados na Figura 21.

Figura 21 - Topologia de um Sistema Fotovoltaico e componentes de proteção.



Fonte: PTTRENERGY (2013).

É recomendado que usinas geradoras com potência acima de 10 kW sejam equipadas com para-raios. Em caso de existência de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas, o sistema fotovoltaico pode ser interligado a este sem a necessidade de um sistema de proteção exclusivo. O uso de DPS classe II é uma excelente alternativa também. A proteção dos módulos fotovoltaicos contra descargas atmosféricas deve ser extremamente eficiente, pois um arco elétrico em corrente contínua não se extingue como em corrente alternada quando a curva senoidal cruza o eixo zero, podendo ocasionar danos ao sistema e provocar até mesmo incêndio (REMMERS, KARL-HEINZ, 2014)

2.18.7 Normas e regulamentação

O sistema de geração distribuída tem ganho incentivos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pois possibilita a descentralização da geração de energia, acarreta em menores perdas no processo de transmissão pois os consumidores autogeradores podem atender às demandas próximas e ainda reduz as emissões de gases tóxicos na atmosfera, como no caso do uso de termoelétricas. Para o consumidor a geração distribuída está diretamente ligada à economia de gastos com energia, mas em muitos casos também está atrelada ao ideal de sustentabilidade (KALIKOSKI, 2016).

Fundamentada ao longo de encontros e fóruns estabelecidos principalmente pelo Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (COBEI) e pelo Grupo Setorial de Energia Elétrica Fotovoltaica da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), a primeira Resolução Normativa – nº 482 – foi aprovada pela ANEEL em 17 de abril de 2012 (BÚSSOLO, 2018).

A Resolução Normativa (REN) 482, de 2012, estabelece as condições gerais para acesso de minigeração e microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica. Porém, a Resolução Normativa Nº 687, de 2015, alterou algumas das definições da REN 482 e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL (PRODIST).

Dentre as alterações fundamentais estão os conceitos de minigeração, microgeração distribuída e sistema de compensação, sendo:

Microgeração Distribuída central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Minigeração distribuída central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2015).

Em outras palavras, a partir dessa regulamentação tem-se a possibilidade de qualquer cidadão brasileiro ou empresa instalar em seu telhado uma mini ou micro usina fotovoltaica e passar a ter crédito compensatório de energia elétrica. Atualmente, estão vigentes as seguintes normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) relativas aos sistemas fotovoltaicos:

- 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 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos;
- 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 este 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.

2.19 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Os investimentos são as ações realizadas com a finalidade de obter lucro ou benefício. Os investimentos são uma prática comum em uma economia de mercado que permite mobilizar recursos com relativa facilidade e eficiência, desde setores menos produtivos, até outros que são mais. Investimentos são, por natureza, aplicações que envolvem os mais diversos riscos que, por muitas vezes, não são ou podem ser previstos. Não obstante, a análise racional do modo que o investimento será retomado ao longo do tempo pode garantir sucesso. Para tal análise,

diferentes metodologias podem ser adotadas, dentre elas o Valor Presente Líquido (VPL) e o Payback descontado. O mercado tem por objetivo obter a máxima lucratividade com os menores custos. Entretanto, quando não é possível alcançar retornos financeiros almejados, espera-se que os prejuízos sejam minimizados ou, pelo menos, que se tenha a liquidez do investimento realizado, reduzindo o ônus ao investidor.

2.19.1 Valor Presente (VP) e Valor Futuro (VF)

O valor presente e o valor futuro são conceitos que visam avaliar o dinheiro ao longo do tempo. O valor futuro é o resultado de todo o dinheiro investido e capitalizado a partir de uma taxa de juros pré-definida, assim, o valor futuro é todo aquele capital que sofrerá ao longo do tempo em que ficará alocado, todas as alterações relacionadas aos juros, à inflação e todos os problemas que podem acontecer em um cenário econômico alongado. O valor presente corresponde ao dinheiro futuro trazido para o presente, tendo em vista o cenário que um valor está, hoje, disponível para ser aplicado ou resgatado de uma aplicação. Estes conceitos são fundamentais para que um investidor possa avaliar a forma como seu investimento será tratado ao longo do tempo.

A formulação para que se possa chegar ao valor futuro de um ativo deve compreender a aplicação de juros compostos, conforme Equação 13:

$$VF = VP \cdot (1 + i)^t \quad (13)$$

Em que:

VF – Valor futuro;

VP – Valor presente;

i – Taxa;

t – Tempo do investimento.

Reorganizando a Equação 13, obtém-se a Equação 14 que descreve o valor presente.

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^t} \quad (14)$$

2.19.2 Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade se refere a um indicador no qual aplica-se para realizar a análise de um investimento. Pois é um indicador de percentual de juros que representa o valor mínimo de retorno esperado ao investir, ou o valor máximo que uma empresa está disposta a pagar por um financiamento. A taxa mínima de atratividade pode ser medida de diferentes formas para cada projeto de investimento. Por ela ainda se analisam outros elementos importantes, como os riscos associados e se a rentabilidade em outras opções pode ser mais atrativa.

2.19.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL), também conhecido como Valor Atual Líquido (VAL) ou método do valor atual, é a fórmula econômico-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Dessa forma, o Valor Presente Líquido (VPL) de um projeto de investimento pode ser definido como a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa a ele associado. Em outras palavras, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos. É uma das possíveis técnicas para realizar o orçamento de capital para uma empresa, ou seja, o VPL corresponde a um método sofisticado de análise de investimentos (LIMA,2019). Matematicamente, é descrito pela Equação 15.

$$VPL = VP + M \quad (15)$$

Em que:

VPL – Valor presente líquido;

VP – Valor presente;

M – Investimento inicial;

. O valor final do VPL tem as seguintes interpretações em relação à atratividade do investimento:

- $VPL > 0$; oportunidade de investimento atraente. O resultado positivo indica retorno acima da taxa de atratividade desejada;
- $VPL = 0$; oportunidade de investimento viável. O retorno é suficiente para saldar os custos e garantir o valor referente a taxa de atratividade;

- $VPL < 0$; oportunidade de investimento inviável. O resultado negativo indica prejuízo ou ganho mínimo pela taxa de atratividade ao fim do tempo estimado.

2.19.4 Payback Descontado

O Payback descontado, como o próprio nome sugere, é o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, considerando os fluxos de caixa descontados, tendo em vista o dinheiro no tempo (Lima, 2019).

$$Payback_{Descontado} = A_{UVn} + \frac{|UVn|}{FF} (12 \text{ meses}) \quad (16)$$

Em que:

A_{UVn} – Ano da última VPL negativa;

UVn – Valor da última VPL negativa;

FF – Fluxo descontado do ano seguinte da última VPL negativa.

2.19.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno de um investimento é a taxa que iguala o fluxo de caixa operacional ao valor a ser investido no projeto. Ou seja, a TIR é a taxa que iguala a VPL a zero. É dita interna porque depende somente dos fluxos de caixa do projeto e não de taxas oferecidas pelo mercado. Em linhas gerais, quanto maior a TIR, melhor será o projeto. Como o VPL, a TIR é um dos métodos mais utilizados e a forma para seu cálculo é a seguinte:

$$\frac{FC_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} \dots \dots \dots + \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (17)$$

2.19.6 Índice de Lucratividade (IL)

O índice de lucratividade é a representação do lucro líquido em relação ao valor das receitas totais

$$IL = \frac{Lucro \ Líquido}{Receita \ Total} \quad (18)$$

3 ESTUDO DE CASO

3.1 IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO

Foi realizado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, atendendo à demanda de um prédio comercial. O dimensionamento abrange estudo da localização do terreno onde o prédio se situa e avaliação do recurso solar, visando levantar dados referentes à irradiação solar incidente no local; simulação de sombreamento; orientação dos módulos fotovoltaicos de modo a obter o ângulo que maximize a incidência de irradiação solar; determinação da quantidade de módulos fotovoltaicos de acordo com a demanda solicitada; determinação dos inversores, cabos e sistemas de proteção necessários; normas a serem seguidas; documentação necessária para implementação do projeto e avaliação da viabilidade econômica do mesmo.

3.2 LOCALIZAÇÃO DO TERRENO

O edifício objeto de estudo é o prédio do Instituto Estadual de Novo Hamburgo - Pindorama, localizado na rua Frederico Mentz, nº 71, Novo Hamburgo, RS. Os módulos fotovoltaicos estarão dispostos sobre dois telhados do instituto, ambos desfrutando de posição solar privilegiada, pois não possuem sombreamentos de terceiros sobre a área de instalação dos módulos fotovoltaicos. Conforme a Figura 22, verifica-se através do Google Maps as coordenadas do terreno em $29^{\circ}40'22''\text{S}$ $51^{\circ}06'44''\text{W}$ e a ausência de edificações ou obstáculos que possam vir a criar pontos de sombreamento.

Figura 22 - Imagem via satélite da localização do edifício.

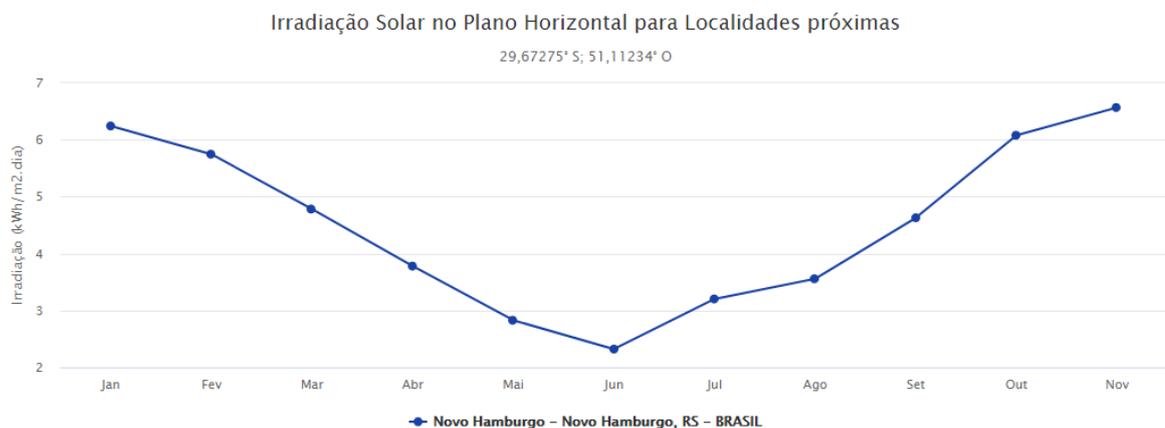


Fonte: Google Maps (2021).

3.3 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Valendo-se das coordenadas do prédio, os dados referentes à irradiação solar incidente no local foram consultados através do software SunData, disponível no sítio do CRESESB. De acordo com CRESESB (2021), os dados do software foram atualizados a partir da segunda edição publicada do Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A Figura 23 mostra o gráfico da irradiação solar no plano horizontal, a Tabela 1 mostra os dados da irradiação solar no plano inclinado e a Figura 24 mostra o gráfico referente aos dados da irradiação no plano inclinado.

Figura 23 - Gráfico da irradiação solar no plano horizontal.



Fonte: CRESESB (2021).

Tabela 1 - Dados da irradiação solar no plano inclinado.

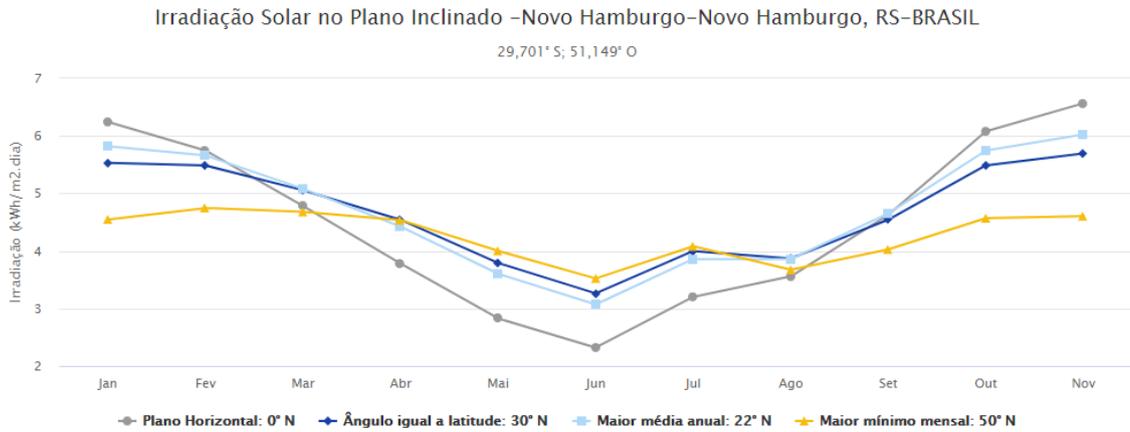
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Novo Hamburgo
Município: Novo Hamburgo, RS - BRASIL
Latitude: 29,701° S
Longitude: 51,149° O
Distância do ponto de ref. (29,67275° S; 51,11234° O): 4,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,24	5,75	4,78	3,78	2,83	2,32	2,53	3,20	3,56	4,63	6,08	6,57	4,35	4,25
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	30° N	5,53	5,49	5,06	4,54	3,79	3,26	3,48	4,00	3,87	4,54	5,49	5,69	4,56	2,43
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,82	5,66	5,08	4,42	3,60	3,07	3,29	3,86	3,86	4,65	5,74	6,02	4,59	2,95
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	50° N	4,55	4,74	4,68	4,54	4,00	3,52	3,72	4,08	3,67	4,03	4,57	4,60	4,22	1,22

Fonte: CRESESB (2021).

Figura 24 - Gráfico da irradiação solar no plano inclinado.

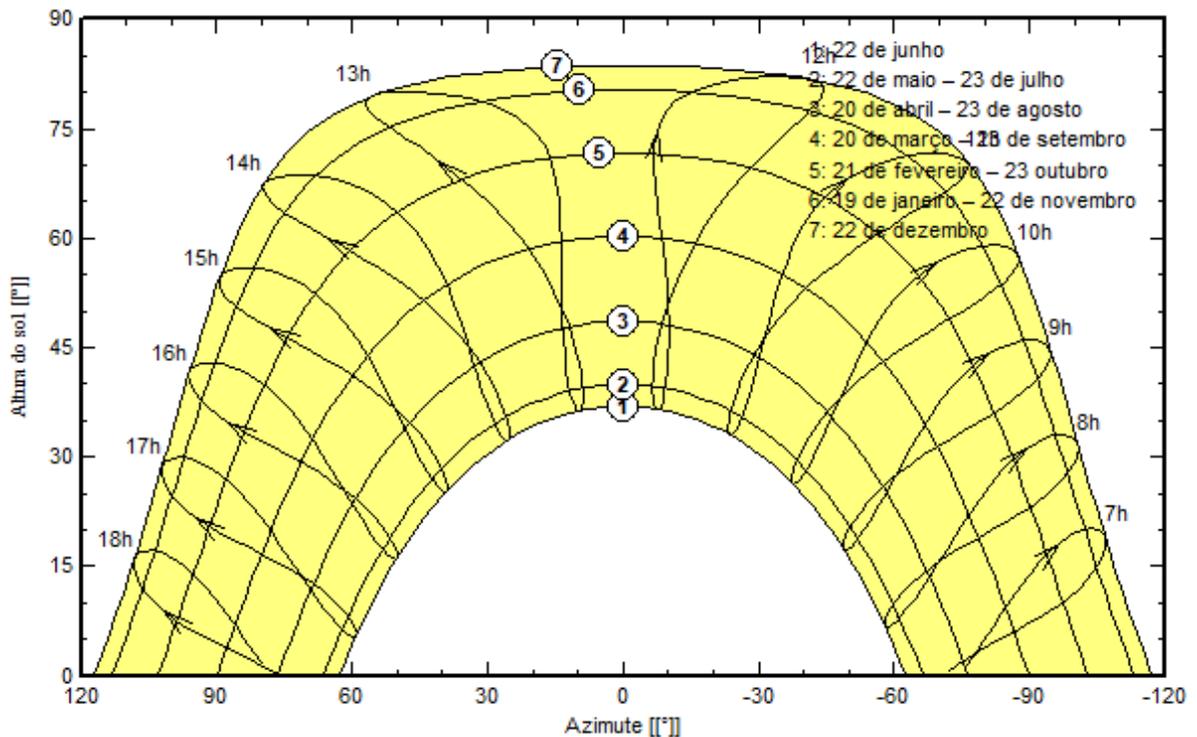


Fonte: CRESESB (2021).

3.4 ESTUDO DE SOMBREAMENTO

Através de simulação no software PVsyst, verifica-se na Figura 25 a trajetória do sol ao longo de um ano, para cidade de Novo Hamburgo-RS.

Figura 25 - Diagrama da trajetória do sol na cidade de Novo Hamburgo.

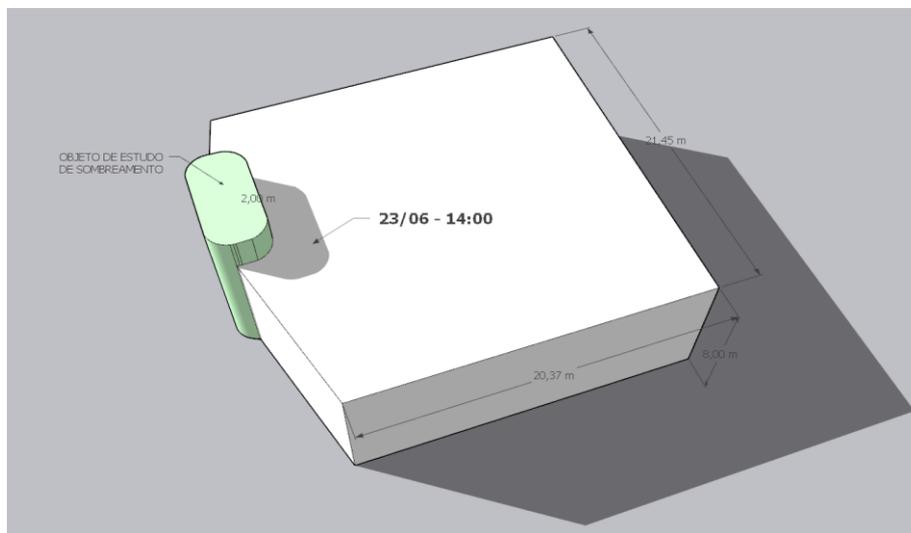


Fonte: PVsyst (2021).

Na Figura 25, percebe-se por meio da trajetória do sol, que este estará mais próximo do ponto de estudo durante o período do meio do ano, fazendo com que os possíveis sombreamentos alcancem projeções maiores neste período.

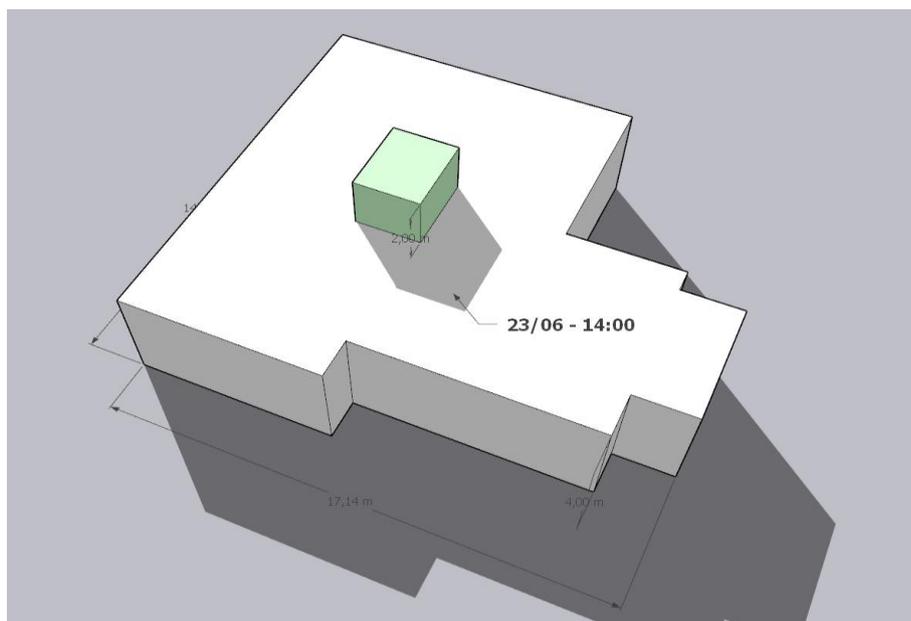
Como cada telhado possui uma estrutura capaz de gerar sombreamento, simulou-se no software Sketchup o alcance do sombreamento provocado pelas mesmas, tendo em vista o pior caso, para cada telhado, correspondendo aos horários de maior geração, a fim de otimizar a distribuição dos módulos fotovoltaicos, evitando os pontos de sombreamento.

Figura 26 - Sombreamento no telhado 1, correspondente ao mês de junho as 14horas.



Fonte: Sketchup (2021).

Figura 27 - Sombreamento no telhado 2, correspondente ao mês de junho as 14horas.



Fonte: Sketchup (2021).

A representação da distribuição dos módulos fotovoltaicos pode ser verificada na planta de arranjo dos painéis fotovoltaicos, presente no Anexo A.

3.5 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o devido dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos, é necessário calcular a demanda média diária de energia elétrica que estes deverão suprir. A Tabela 2 apresenta o consumo mensal de energia elétrica do prédio num período de doze meses.

Tabela 2 - Histórico de consumo.

Mês	kWh
Dezembro	9395
Novembro	7794
Outubro	12537
Setembro	9976
Agosto	7322
Julho	9738
Junho	7015
Mai	8087
Abril	8489
Março	10918
Fevereiro	3647
Janeiro	6161
Média	8423,25

Fonte: O autor, 2021.

Com base na Tabela 2, tem-se que o consumo médio mensal nos últimos 12 meses foi de:

$$C_m = 8423,25 \text{ kWh}$$

O consumo médio diário é dado pela equação abaixo:

$$C_d = \frac{C_m}{30} = 280,775 \text{ kWh} \quad (19)$$

Para seleção do valor de irradiação solar, o critério adotado foi de utilizar-se do valor médio de irradiação solar diário (I_r) correspondente a um ângulo igual a latitude do local (θ), visando o maior rendimento do sistema. Conforme a Tabela 1:

$$\theta = 30^\circ N$$

$$I_r = 4,56 \text{ kWh/m}^2$$

O número de horas diárias de sol pleno consideradas neste projeto pode ser obtido através da irradiação padrão de 1 kWh/m^2 e do valor de I_r :

$$HSP = \frac{4,56 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kWh/m}^2} = 4,56h \quad (20)$$

Vale ressaltar que não significa que haverá apenas 4,56h de sol no dia, mas apenas nos horários entre 11h e 15h em dias ensolarados a irradiação solar alcançará níveis próximos a 1 kWh/m^2 e as placas gerarão na potência nominal.

Com as informações apresentadas até então, é possível calcular a potência de pico do sistema fotovoltaico. A Equação 21 apresenta as variáveis necessárias para o cálculo do valor de potência de pico de um sistema fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP} [kWp] \quad (21)$$

Em que:

P_{FV} - Potência de pico instantânea máxima em corrente contínua a 1.000 W/m^2 ;

E - Consumo diário médio anual de energia elétrica da edificação;

TD - Taxa de desempenho do sistema (adimensional);

HSP – Horas de sol pleno.

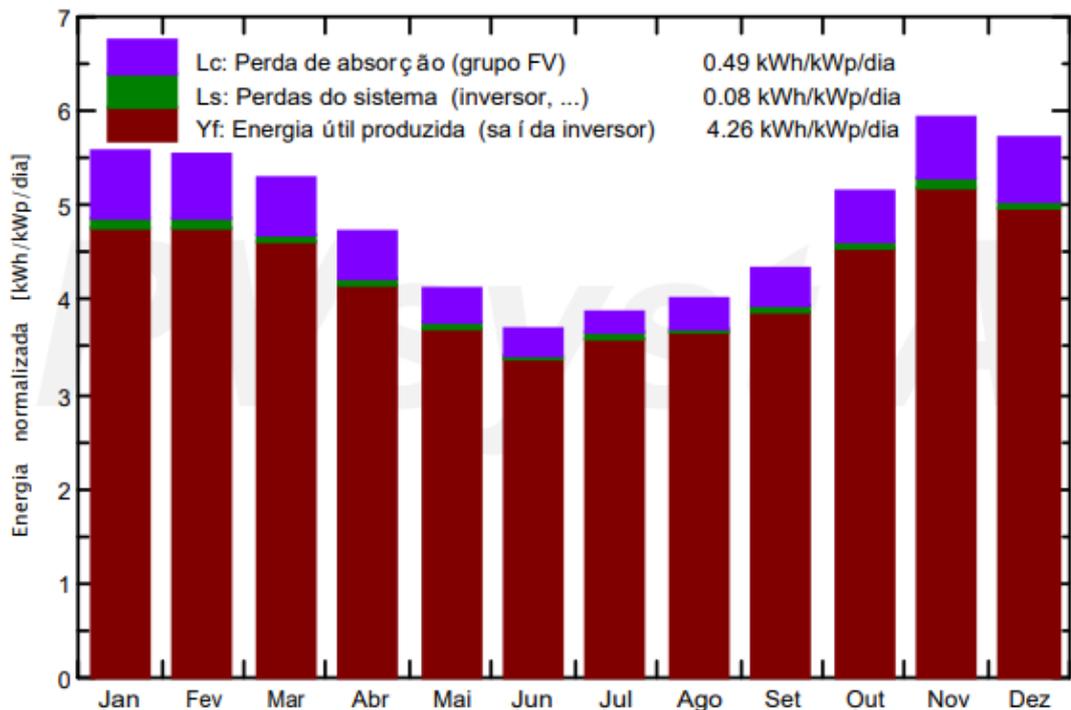
Destaque especial para o valor da taxa de desempenho, do inglês *performance ratio*, pois essa variável interfere diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, sendo definida pela relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico. Além disso, esta taxa leva em consideração a potência real do sistema sob as mais diversas condições de operação e perdas energéticas. Um estudo de 527 sistemas fotovoltaicos conectados à rede,

maioria instalados na Alemanha, apresentou um TD médio entre 70 e 75% nos anos entre 2001 e 2005 (sistemas com potência menor que 10 kWp) (PINHO e GALDINO, 2014). Com base no conceito teórico apresentado, é possível calcular a potência dos painéis que serão instalados no sistema do projeto em questão. O valor de horas de sol pleno adotado será de 4,56 horas (Equação 20) e a taxa de desempenho será uma estimativa de 75%, pois de acordo com Pinho e Galdino (2014), para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede instalados no Brasil, quando bem ventilados e não sombreados, a TD está entre 70 e 80%.

$$P_{FV} = \frac{280,775/0,75}{4,56} = 82 \text{ kWp} \quad (22)$$

Através de simulação no software PVsyst (Anexo D), chegou-se aos resultados de energia elétrica gerada ao longo do ano com base nos parâmetros até então apresentados. Na Figura 28, é possível observar uma geração anual de 127,6 MW, com um índice de performance 88,33%, distribuída ao longo dos meses do ano.

Figura 28 - Geração de energia esperada em cada mês do ano.



Fonte: PVsyst (2021).

3.6 ESCOLHA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

O módulo fotovoltaico escolhido para compor os arranjos fotovoltaicos deste projeto foi o da marca CanadianSolar, modelo KuMax CS3U380MS, com potência nominal de 380Wp cada e fabricado em silício monocristalino. As especificações mais importantes a serem abordadas neste tópico estão disponíveis na Figura 29, porém informações mais detalhadas podem ser consultadas no Anexo B.

Figura 29 - Especificações elétricas do módulo KuMax CS3U380MS.

DADOS ELÉTRICOS					
CS3U	375MS	380MS	385MS	390MS	395MS
Potência Nominal Max. (Pmax)	375W	380W	385W	390W	395W
Tensão de Operação (Vmp)	39,8V	40,0V	40,2V	40,4V	40,6V
Corrente de Operação (Imp)	9,43A	9,50A	9,58A	9,66A	9,73A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	47,6V	47,8V	48V	48,2V	48,4V
Corrente de curto circuito (Isc)	9,93A	10,01A	10,09A	10,17A	10,25A
Eficiência do Módulo	18,90%	19,15%	19,41%	19,66%	19,91%
Temperatura de Operação	-40°C ~+85 °C				
Tensão Máxima do Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)				
Valor Máx. contra sobrecorrente reversa	30A				
Classe	CLASSE A				
Tolerância de Potência	0~+ 5W				

Fonte: CanadianSolar (2021).

As especificações do módulo fotovoltaico, segundo o fabricante, são referentes as condições padrões de teste (STC), com irradiação solar de 1000 W/m² e 25 °C. Logo, deve-se fazer uma pequena correção das especificações com relação a temperatura, visando abranger os pontos críticos.

- **Correção da tensão de circuito aberto (V_{OC}):** através da Equação 23, pode-se obter o V_{OC} do módulo nos limites de temperatura.

$$V_{OC_corrigido} = V_{OC_módulo} \cdot (1 + \beta_{OC} \cdot (T - 25)) \quad (23)$$

Em que:

$V_{OC_módulo}$ - Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico;

β_{OC} - Coeficiente de temperatura (Anexo B);

T - Temperatura no módulo fotovoltaico.

- **V_{OC} máximo:** ocorrerá quando a temperatura no módulo fotovoltaico for mínima, que para o projeto foi definida como 0°C. Aplicando a Equação 23, temos:

$$V_{OC_Máx} = 47,8 \cdot (1 + (-0,0029) \cdot (0 - 25)) = 51,3V$$

- **V_{OC} mínimo:** ocorrerá quando a temperatura no módulo fotovoltaico for máxima, que para o projeto foi definida como 80°C. Aplicando a Equação 23, temos:

$$V_{OC_Min} = 47,8 \cdot (1 + (-0,0029) \cdot (80 - 25)) = 40,18V$$

- **Correção da corrente de curto-circuito (I_{SC}):** através da Equação 24, pode-se obter o I_{SC} do módulo nos limites de temperatura.

$$I_{SC_corrigido} = I_{SC_módulo} \cdot (1 + \beta_{SC} \cdot (T - 25)) \quad (24)$$

Em que:

$I_{SC_módulo}$ - Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico;

β_{SC} - Coeficiente de temperatura (Anexo B);

T - Temperatura no módulo fotovoltaico.

- **I_{SC} máximo:** ocorrerá quando a temperatura no módulo fotovoltaico for máxima, que para o projeto foi definida como 80°C. Aplicando-se a Equação 24, temos:

$$I_{SC_M\acute{a}x} = 10,01 \cdot (1 + (0,0005) \cdot (80 - 25)) = 10,285 \text{ A}$$

3.7 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O número de módulos fotovoltaicos é obtido pela razão da potência fotovoltaica de pico demandada (P_{FV}) com o valor da potência de pico do módulo escolhido para o projeto, conforme Equação 25:

$$n_{m\acute{o}dulos} = \frac{P_{FV}}{P_{m\acute{o}dulo}} = \frac{82 \text{ kWp}}{380 \text{ Wp}} = 216 \text{ M\acute{o}dulos} \quad (25)$$

A área correspondente a cada módulo fotovoltaico de acordo com suas dimensões de 2000x992x35 mm, encontradas no anexo B, é calculada pela Equação 26:

$$\acute{A}rea_{m\acute{o}dulo} = C \cdot l = 2 \cdot 0,992 = 1,984 \text{ m}^2 \quad (26)$$

Sendo assim, multiplicando-se a área de um módulo pela quantidade de módulos fotovoltaicos do sistema, tem-se a área total ocupada pelos mesmos.

$$\acute{A}rea_{total} = \acute{A}rea_{m\acute{o}dulo} \cdot n_{m\acute{o}dulos} = 1,984 \cdot 216 = 428,544 \text{ m}^2 \quad (27)$$

3.8 ESCOLHA DO INVERSOR

Para o dimensionamento do inversor, foi utilizado o critério da potência. Segundo a norma ABNT NBR 16149, os inversores devem estar na faixa de potência de 80% - 120% da potência nominal dos módulos fotovoltaicos. Observando-se a potência e o custo dos inversores, o modelo selecionado foi o CanadianSolar CSI 36 KTL CT, com uma potência de 36 kWp.

3.8.1 Quantidade de inversores

Como o sistema apresenta uma potência de 82 kWp, e o inversor selecionado uma potência de saída de 36 kWp, deverá haver dois inversores de modo a atender a essa demanda, apresentando uma potência de:

$$P_{total \text{ inversores}} = P_{inversore \ 1} + P_{inversore \ 2} = 36 + 36 = 72 \text{ kWp} \quad (28)$$

Logo, os inversores terão uma sobrecarga de 12%, dentro do limite da ABNT NBR 16149 e das especificações do datasheet do inversor, que possibilita uma potência máxima de entrada de 54 kWp para cada inversor. As especificações mais importantes a serem abordadas neste tópico estão disponíveis na Figura 30, porém, informações mais detalhadas podem ser consultadas no Anexo C.

Figura 30 - Especificações elétricas do inversor CSI-36KTL-CT.

Modelo	CSI-36KTL-CT
Entrada (CC)	
Potência Máx. de Entrada	54 kW
Potência Nominal de Entrada	37 kW
Tensão Máx. de Entrada	1000 V _{cc}
Tensão e Potência para iniciar	330 V / 300W
Número de MPPT's	2
Intervalo de Tensão do MPPT	540 - 800 V _{cc}
Corrente Máx. Nominal (Imp)	90 A (45 A por MPPT)
Corrente Máx. de curto circuito (I _{sc})	120 A (60 A por MPPT)
Número de entradas CC	8 Entradas, 4 por MPPT
Saída (CA)	
Potência de Saída	36 kW
Potência Máx. de Saída	36 kW
Tensão Nominal de Saída	400 V _{ca}
Intervalo de Tensão de Saída	360 - 500 V _{ca}
Corrente Máx. de Saída	43,5 A
Intervalo de Frequência de Saída	57 - 63 Hz
Fator de Potência	3%

Fonte: CanadianSolar (2021).

3.9 CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

De acordo com as especificações do fabricante, o inversor dispõe de dois MPPT's, com tensões máximas de entrada idênticas de 1000 V, correntes máximas de entrada de operação de 45A por MPPT e correntes de curto circuito de 60A por MPPT, sendo que cada MPPT possui 4 entradas.

Como a área onde os módulos fotovoltaicos serão instalados está dividida entre dois telhados, com dimensões e posições diferentes, os módulos fotovoltaicos de cada telhado deverão estar em MPPT's distintos, de modo a evitar o *mismatching*. Levando em consideração esses critérios, pode -se calcular o tamanho da string e o número de strings admissível para os MPPT's de cada inversor. Como os inversores e seus respectivos MPPT's apresentam características iguais, temos:

- **Tamanho máximo da String por MPPT:** de acordo com a ABNT NBR 16690, o número máximo de módulos em série é dado pela Equação 29:

$$N_{T-MAX} = \frac{V_{MAX-INVERSOR}}{V_{OC_máz}} = \frac{1000}{51,3} = 19,5 \quad (29)$$

Em que:

$V_{MAX-INVERSOR}$ - Tensão máxima de entrada admissível no inversor;

$V_{OC_MÁX}$ - Tensão máxima de circuito aberto do módulo fotovoltaico.

- **Número máximo de strings por MPPT:** o número máximo de strings em paralelo pode ser calculado pela Equação 30:

$$N_{S-MAX} = \frac{I_{MAX-MPPT}}{I_{SC_máz}} = \frac{45}{10,285} = 4,37 \quad (30)$$

Em que:

$I_{MAX-MPPT}$ - Corrente máxima de entrada admissível no MPPT;

I_{SC} - Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico.

Tendo em vista que cada MPPT possui quatro entradas, e com base no cálculo dos limites descritos acima, estipulou-se:

- **Inversor 1:** 18 módulos fotovoltaicos ligados em série em cada uma das três entradas de um MPPT, totalizando 54 módulos por MPPT, ou seja, 108 módulos conectados ao inversor, todos referentes ao mesmo telhado.
- **Inversor 2:** 18 módulos fotovoltaicos ligados em série em cada uma das três entradas de um MPPT, totalizando 54 módulos no MPPT, referentes a um telhado. 18 módulos ligados em série em cada uma das três entradas de um MPPT, referentes a outro telhado, totalizando 54 módulos por MPPT. Sendo assim, 108 módulos conectados ao inversor.

Deve-se também considerar se a potência total dos módulos não ultrapassará a potência de entrada admissível no inversor.

$$P_{T-MÓDULOS} = N_{T-MÓDULOS} \cdot P_{MÓDULO} = 108 \cdot 380 = 41 \text{ kW} \quad (31)$$

Em que:

$N_{T-MÓDULOS}$ - Número total de módulos fotovoltaicos no inversor;

$P_{MÓDULO}$ - Potência de cada módulo fotovoltaico.

Conforme Figura 30, a potência máxima admissível na entrada do inversor é de 54 kW, logo, a potência total dos módulos está dentro do limite.

3.10 SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Simulou-se o sistema no software PVsyst, os resultados podem ser consultados através do relatório da simulação, presente no Anexo D. Todos os resultados estão de acordo com o projeto analítico.

3.11 PROJETO ELÉTRICO

Como as strings são paralelizadas dentro do inversor em cada MPPT, os cálculos dos dispositivos em corrente contínua (CC) serão feitos como se as mesmas estivessem ligadas em paralelo, ou seja, três strings ligadas em paralelo na entrada de cada MPPT de cada inversor.

Todos os cálculos presentes no dimensionamento dos dispositivos CC do projeto foram realizados conforme a ABNT NBR 16690.

3.11.1 Dimensionamento dos fusíveis do Lado (CC)

Cada série fotovoltaica deve estar protegida por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, cuja corrente nominal do dispositivo (I_N) atenda simultaneamente as duas condições a seguir:

$$1,5 \cdot I_{SC} < I_N < 2,4 \cdot I_{SC} \quad (32)$$

$$I_N \leq I_{MOD\ MAX\ OCPR}$$

Tem-se:

$$1,5 \cdot 10,285 < I_N < 2,4 \cdot 10,285$$

$$15,4275 < I_N < 24,684$$

$$I_N \leq 30$$

A corrente nominal do dispositivo foi definida em $I_N = 16$ A, atendendo as duas condições acima.

Os fusíveis selecionados foram do tipo gPV de 16 A, da marca DGTEC, modelo 16 A/1000V 10x38, e porta fusíveis de 20 A / 1000V, marca Worldsunlight, modelo WSPV-25B.

3.11.2 Dimensionamento dos cabos no lado (CC)

Para a correta seleção dos cabos elétricos do lado CC, deve ser levado em consideração o método de instalação, a capacidade de condução de corrente e por fim o critério da queda de tensão. Deve-se escolher, ao final, a maior seção obtida entre os dois critérios.

- **Definição da corrente de projeto:** conforme indicado na Tabela 3, a corrente de projeto (I_B) para dimensionamento de um circuito fotovoltaico deve ser igual à corrente mínima em relação à qual a seção nominal dos condutores fotovoltaicos deve ser dimensionada, a qual depende do tipo de arranjo;

Tabela 3 – Corrente de projeto.

Circuito pertinente	Proteção	Corrente mínima em relação a qual a área transversal dos condutores e os valores nominais de outros elementos do circuito devem ser dimensionados ^{a,b}
Série fotovoltaica	Série fotovoltaica sem proteção contra sobrecorrente	<p>Para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica: $1,5 \times I_{SC \text{ MOD}}$</p> <p>Para todos os outros casos: $I_{np} + 1,5 \times I_{SC \text{ MOD}} \times (S_{PO} - 1)$</p> <p>onde</p> <p>$I_{np}$ é o valor nominal de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo quando houver possibilidade de circulação de corrente reversa no dispositivo.</p> <p>S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo.</p> <p>NOTA 1 A proteção contra sobrecorrente à jusante mais próxima da série fotovoltaica pode ser a proteção do subarranjo fotovoltaico e, se este não existir, então pode ser a proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico, se presente.</p> <p>NOTA 2 Quando nenhuma proteção contra sobrecorrente for utilizada no arranjo fotovoltaico, então S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo ligadas no arranjo fotovoltaico e a corrente nominal (I_{np}) do dispositivo de proteção de sobrecorrente mais próximo passa a ser zero.</p>
	Série fotovoltaica com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica (ver 5.3)

Tabela 3 – Continuação

Subarranjo fotovoltaico	Subarranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente	O maior dos seguintes valores: a) valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico + $1,25 \times$ soma da corrente de curto-circuito de todos os outros subarranjos fotovoltaicos b) $1,25 \times I_{SC \text{ S-ARRANJO}}$ (do arranjo fotovoltaico pertinente) NOTA Quando a proteção de sobrecorrente do arranjo fotovoltaico não é utilizada, então o valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico é substituído por zero na equação ^a .
	Subarranjo fotovoltaico com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do subarranjo fotovoltaico (ver 5.3)
Arranjo fotovoltaico	Arranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente	$1,25 \times I_{SC \text{ ARRANJO}}$
	Arranjo fotovoltaico com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico (ver 5.3)
<p>^a A temperatura de operação de módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a dos condutores associados, pode ser significativamente mais elevada do que a temperatura ambiente. Uma temperatura operacional mínima, igual à temperatura ambiente máxima esperada + 40 °C, deve ser considerada para os condutores instalados perto ou em contato com os módulos fotovoltaicos.</p> <p>^b A localização e o método de instalação (ou seja, fechado, grameado, enterrado etc.) dos condutores também necessitam ser considerados no dimensionamento destes. Recomendações do fabricante dos condutores necessitam ser levadas em consideração ao se estabelecer o dimensionamento conforme o método de instalação.</p>		

Fonte: ABNT NBR 16690-2019

Como a configuração do sistema é composta apenas por séries fotovoltaicas com proteção contra sobrecorrente, de acordo com a Tabela 3, tem-se que a corrente de projeto é:

$$I_B = I_N \quad (33)$$

- **Capacidade de condução de corrente:** para o cálculo da seção nominal dos cabos fotovoltaicos que operam em corrente contínua é preciso determinar a corrente de projeto (visto acima), definir o método de instalação, a temperatura operacional para os condutores, e então utilizar uma das tabelas de capacidade de condução de corrente da norma dos cabos fotovoltaicos ABNT NBR 16612. Em caso de agrupamento de circuitos, devem ser utilizados os fatores de agrupamento dados na ABNT NBR 5410.

Tabela 4 - capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 50 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C.

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de Instalação				Modo de Instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	21	20	23	20	16	16	20	16
2,5	28	27	32	28	22	21	27	21
4	37	36	42	37	28	27	35	28
6	47	46	53	47	36	35	44	36
10	65	64	74	66	49	48	61	50
16	86	86	98	88	63	63	80	67
25	114	115	130	118	82	83	105	88
35	142	143	162	148	100	102	129	109
50	179	181	204	188	123	127	160	137
70	223	227	255	236	151	156	198	171
95	268	273	307	285	178	186	236	205
120	315	321	360	336	205	216	274	239
150	363	371	414	389	232	245	313	274
185	414	424	472	445	259	275	352	310
240	497	508	565	535	303	324	418	370
300	574	588	654	620	344	369	479	425
400	691	708	786	749	402	433	568	506

Fonte: NBR 16612-2020

Conforme a recomendação da ABNT NBR 16690, deve ser considerado para o dimensionamento dos cabos um valor de 40 °C acima da máxima temperatura ambiente. Assim, obtém-se, então, 30 °C + 40 °C = 70 °C. Neste projeto, será utilizada a Tabela 4, que embora seja para temperatura ambiente de 50 °C, tem como temperatura no condutor 90 °C, o que implica em valores mais restritos de capacidade de corrente admissível, o que leva o dimensionamento mais a favor da segurança e da preservação da vida útil do cabo.

No projeto, os condutores estarão expostos ao sol no telhado e descerão por meio de eletrodutos até o inversor, sendo assim deve-se corrigir a corrente de projeto com um fator de agrupamento. Conforme a tabela 42 da ABNT NBR 5410, com número de circuitos igual a 2, o fator de agrupamento é igual a 0,80, tem-se uma corrente de projeto corrigida através da Equação 34:

$$I'_B = \frac{I_B}{0,80} = \frac{16}{0,80} = 20A \quad (34)$$

Sendo $I_B = 20$ A, instalação exposta ao sol, modo de instalação 1, conforme a Tabela 4, tem-se que a seção nominal do cabo é $2,5 \text{ mm}^2$.

- **Queda de tensão:** A norma ABNT NBR 16690 recomenda que, sob condições de carga máxima, a queda de tensão verificada não seja superior a 3% da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência.

$$S_{\Delta V}(\text{mm}^2) = \frac{L \cdot I_B}{\sigma \cdot e \cdot V_{string}} \quad (35)$$

Em que:

$S_{\Delta V}$ – Seção nominal do condutor (mm^2);

L - Comprimento total de cabos (positivo + negativo) (m);

I_B - Corrente de projeto (A), calculada conforme item anterior;

σ - Condutividade do cobre = $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ (a 90°C , que é a hipótese mais desfavorável a considerar para regime permanente);

e - Queda de tensão máxima (V);

V_{string} – Tensão do arranjo fotovoltaico.

Substituindo os valores, tem-se:

$$S_{\Delta V}(\text{mm}^2) = \frac{(30 + 30) \cdot 20}{44 \cdot 0,02 \cdot (18 \cdot 47,8)} = 1,58 \text{ mm}^2 \quad (36)$$

Comparando-se os métodos de capacidade de condução de corrente e queda de tensão, optamos pela maior seção transversal do cabo CC, obtida pelo método da capacidade de condução de corrente, o qual recomenda um cabo de $2,5 \text{ mm}^2$.

Foi selecionado o cabo solar de $2,5 \text{ mm}^2$ INNOVCABLE PHOTOVOLTAIC ECO120H LSZH + UV (0,6/1Kv CA-AC) (1,8 kV CC-DC), que está de acordo com ABNT NBR 16612.

3.11.3 Aterramento e equipotencialização do lado (CC)

De acordo com a ABNT NBR 16690, os condutores de equipotencialização do arranjo fotovoltaico devem ser localizados o mais próximo possível dos condutores positivo e negativo do arranjo fotovoltaico ou dos subarranjos fotovoltaicos (redução da área de laço entre condutores), para reduzir tensões induzidas devido a descargas atmosféricas. O condutor utilizado para aterrar partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico deve ter uma seção mínima de 6 mm² de cobre ou equivalente.

Foi selecionado o cabo solar 6 mm² INNOVCABLE PHOTOVOLTAIC ECO120H LSZH + UV (0,6/1Kv CA-AC) (1,8 kV CC-DC), que está de acordo com ABNT NBR 16612.

3.11.4 Chave seccionadora lado (CC)

Conforme NBR 16690, os meios de manobra em arranjos fotovoltaicos devem ser providos, de acordo com a Tabela 5, para isolar o arranjo fotovoltaico da UCP e vice-versa e para permitir a realização segura de tarefas de manutenção e inspeção, não serem sensíveis a polaridade e serem dimensionados para seccionar plena carga e potenciais correntes de falta do arranjo fotovoltaico e quaisquer outras fontes de energia conectadas.

Apresentar corrente nominal igual ou superior a do respectivo dispositivo de proteção contra sobrecorrente, ou, na ausência de tal dispositivo, possuir corrente nominal igual ou superior à capacidade de corrente mínima requerida do circuito ao qual sejam conectados, de acordo com a Tabela 4.

Tabela 5 - Requisitos de meios de manobra em instalações de arranjos fotovoltaicos

Tensão do arranjo fotovoltaico	Circuito ou sub-circuito	Meios de manobra	Requisitos
DVC-A	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador	Recomendado ^a
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador	Necessário
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor-seccionador	Necessário
DVC-B e DVC-C	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador ^a	Recomendado ^a
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador ^a	Necessário
		Dispositivo interruptor-seccionador ^b	Recomendado
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor-seccionador	Necessário

^a Conector e soquete isolados (toque seguro) e fusível ejetável são exemplos de dispositivos seccionadores adequados.

^b Quando um dispositivo interruptor/seccionador for utilizado, este também pode ter a função de seccionamento, ou seja, apenas um dispositivo é requerido.

Para um condutor da série fotovoltaica, segundo a Tabela 4, recomenda-se um dispositivo seccionador. Como o projeto contém dispositivo de proteção contra sobrecorrente, sendo $I_N = 16A$, a corrente nominal da chave seccionadora deve ser igual ou superior a 16A.

Foi selecionado a chave seccionadora fotovoltaica Negrini 32 A e 1200Vcc de quatro polos.

3.11.5 Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS) do lado (CC)

Segundo ABNT NBR 16690, os DPS são incorporados em instalações elétricas para limitar sobretensões transitórias de origem atmosférica (transmitidas pelos sistemas de alimentação, sejam eles em corrente alternada, corrente contínua ou ambos), e surtos decorrentes de manobras. Para a proteção no lado em corrente contínua, os DPS devem estar em conformidade com a EN 50539-11 ou a IEC 61643-31 e ser explicitamente classificados para uso no lado em corrente contínua de um sistema fotovoltaico. Se o sistema fotovoltaico estiver conectado a outras redes (como serviços de telecomunicações e de sinalização), um DPS específico deve ser utilizado para proteger o equipamento de tecnologia da informação.

Para este projeto, a tensão máxima contínua verificada nas strings é de 923,4 V, desse modo selecionamos o DPS modelo da CLAMPER Solar 1040V 40 kA classe II, com tensão máxima de operação contínua de 1000 V, corrente de descarga máxima de 20 kA.

3.11.6 Dimensionamento eletrodutos do lado (CC)

Os cabos ficarão expostos no telhado e descerão até a string box através de seis eletrodutos metálicos, contendo dois circuitos cada. Conforme ABNT NBR 5410, a taxa de ocupação do eletroduto, dada pelo quociente entre a soma das áreas das seções transversais dos condutores previstos, calculadas com base no diâmetro externo, e a área útil da seção transversal do eletroduto, não deve ser superior a 40% no caso de três ou mais condutores. Como serão dois circuitos por eletroduto, sendo cada circuito composto por um condutor positivo e um negativo, serão 4 condutores por eletroduto. A área total ocupada pelos cabos pode ser obtida pela Equação 30 e a área total do eletroduto pela Equação 37.

$$Área_{T_cabos} = N \cdot \frac{\pi}{4} \cdot De^2 \quad (37)$$

Em que:

N - Número de condutores;

D_e - Diâmetro externo do cabo.

$$\text{Área}_{T_eletroduto} = \frac{\pi}{4} \cdot D_i^2 \quad (38)$$

Em que:

D_i - Diâmetro interno do eletroduto.

$$\text{Área}_{T_eletroduto} = 1,6 \cdot \text{Área}_{T_cabos} \quad (39)$$

Tabela 6 - Dimensões dos condutores da INNOVCABLE PHOTOVOLTAIC.

Seção transversal do condutor [mm ²]	Diâmetro do condutor [mm]	Espessura da isolamento [mm]	Espessura nominal da cobertura [mm]	Diâmetro Externo [mm]	Massa aproximada [kg/km]
2,5	1,95	0,7	0,9	5,5	50
4	2,45	0,7	0,9	6	65
6	3,0	0,7	0,9	6,5	80
10	3,92	0,7	1	7,5	130
16	4,93	0,7	1	8,5	190
25	6,16	0,9	1,1	10,5	285
35	7,46	0,9	1,1	12	385
50	9,31	1,0	1,2	14	530
70	10,8	1,1	1,2	16	720
95	12,74	1,1	1,3	18	955
120	14,68	1,2	1,3	20,5	1190
150	16,23	1,4	1,4	22,5	1485
185	18,39	1,6	1,4	25	1780
240	20,35	1,7	1,5	27,5	2300

Fonte: INNOVCABLE PHOTOVOLTAIC (2021).

Conforme a tabela acima, o cabo de 2,5 mm² apresenta um diâmetro externo de 5,5 mm, sendo assim, a área ocupada pelos cabos através da Equação 37 será de:

$$\text{Área}_{T_cabos} = 4 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 5,5^2 = 95 \text{ mm}^2$$

Substituindo a Equação 38 na Equação 39 e isolando o diâmetro interno do eletroduto, temos que o diâmetro interno do eletroduto deverá ser de no mínimo 13,911 mm.

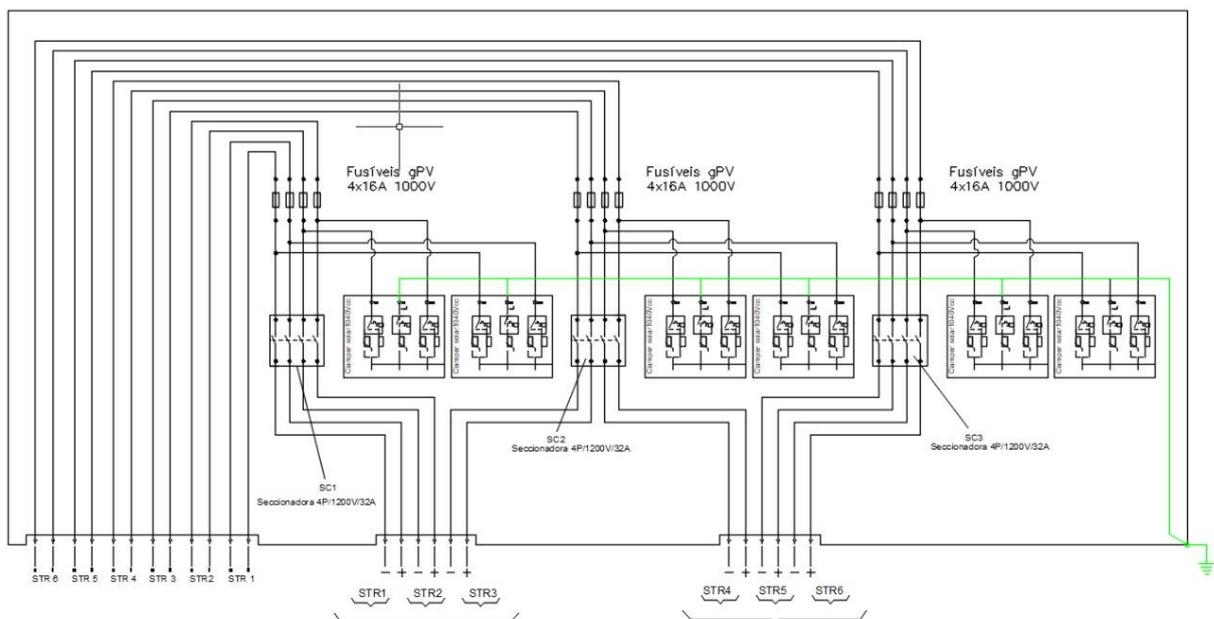
Foi selecionado eletroduto metálico galvanizado de 3/4”.

3.11.7 Quadro de proteção CC (String Box)

Conforme o dimensionamento dos dispositivos de corrente contínua obtidos nos itens anteriores, elaborou-se o projeto da String Box, com as características abaixo. O sistema contará com duas Strings Box, uma para cada inversor.

- 12 fusíveis tipo gPV de 16 A, da marca DGTEC, modelo 16 A/ 1000V 10x38;
- 12 porta fusíveis de 20 A / 1000V, marca Worldsunlight, modelo WSPV-25B;
- 3 chaves seccionadoras da marca Negrini, 32 A e 1200Vcc de quatro polos;
- 6 DPS CLAMPER Solar 1040V 40 kA classe II, com tensão máxima de operação contínua de 1000 V, corrente de descarga máxima de 20 kA

Figura 31 - Quadro de proteção em corrente contínua.



Fonte: O Autor (2021).

3.11.8 Dimensionamento dos condutores no lado (CA)

O dimensionamento dos condutores de corrente alternada está sob a égide da ABNT NBR 5410. Utiliza-se três critérios, dos quais são: secção mínima do condutor, capacidade de condução de corrente e queda de tensão. Seleciona-se então a maior secção entre os métodos.

- **Secção mínima do condutor:** segundo ABNT NBR 5410, circuitos de força devem ter secção mínima de 2,5mm².

- **Capacidade de condução de corrente:** para o cálculo da seção nominal dos cabos que operam em corrente alternada, é preciso determinar a corrente de projeto, que será igual a corrente máxima de saída do inversor, sendo esta $I_V = 43,5$ A, conforme Tabela 4, corrigi-la com os fatores de temperatura e agrupamento, de acordo com a Equação 40 e definir o método de instalação.

$$I'_V = \frac{I_V}{F_T \cdot F_A} = \frac{43,5}{1 \cdot 0,8} = 54,37 \text{ A} \quad (40)$$

Em que:

F_T - Fator de temperatura;

F_A - Fator de agrupamento.

O fator de temperatura foi determinado para 30°C e isolação EPR, de acordo com a tabela 40 da ABNT NBR5410. O fator de agrupamento foi determinado considerando dois circuitos por conduto fechado, de acordo com a tabela 42 da ABNT NBR 5410. O método de instalação selecionado foi B1. De acordo com a tabela 37 da NBR 5410, com 3 condutores carregados, a seção do cabo deverá ser de 10mm²

- **Queda de tensão:** A seção nominal do condutor pode ser obtida pela Equação 41:

$$S_{\Delta V}(\text{mm}^2) = \frac{\sqrt{3}}{\sigma} \cdot \frac{P \cdot L}{e \cdot V^2} = \frac{\sqrt{3}}{56} \cdot \frac{37000 \cdot 5}{0,03 \cdot 380^2} = 1,32 \text{mm}^2 \quad (41)$$

Em que:

$S_{\Delta V}$ – Seção nominal do condutor (mm²);

L - Comprimento total de cabos;

P - Potência de saída do inversor;

σ - Condutividade do cobre = 56 m/Ω.mm²

e - Percentual de queda de tensão;

V - Tensão de saída do inversor.

Comparando-se os métodos de capacidade de condução de corrente e queda de tensão, optamos pela maior seção transversal do cabo CA, obtida pelo método capacidade de condução de corrente, o qual recomenda um cabo de 10mm².

Foi selecionado o condutor flexível unipolar conduspar EPR 0,6/1kV 10mm², com diâmetro interno de 4 mm² e diâmetro externo de 7,3 mm².

3.11.9 Disjuntor lado (CA)

Para escolha do disjuntor, seguiu -se 3 critérios:

- **Escolha da curva característica de atuação:** optou-se pela curva C, uma vez que a instalação a ser protegida é pouco indutiva;
- **Escolha da corrente nominal de operação (I_{ND}):** segundo ABNT NBR 5410, para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características do dispositivo devem atender simultaneamente as condições presentes na Equação 42 e Equação 43;

$$I_B \leq I_{ND} \leq I_Z \quad (42)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (43)$$

Em que:

I_B - Corrente de projeto do circuito;

I_Z - Capacidade de condução de corrente dos condutores, nas condições previstas para sua instalação;

I_{ND} - Corrente nominal do dispositivo de proteção (ou corrente de ajuste), para dispositivos ajustáveis nas condições previstas para sua instalação;

I_2 - é a corrente convencional de atuação, para disjuntores, ou corrente convencional de fusão, para fusíveis.

A capacidade de condução de corrente para um condutor EPR de 10 mm², B1, 3 condutores carregados, segundo tabela 37 da ABNT NBR 5410, é igual a 66 A, e seu valor corrigido para as condições de instalação desse projeto é de $I_Z = 66 \cdot (1) \cdot (0,80) = 52,8A$.

A corrente de projeto é igual a corrente de saída da inversor $I_B = I_V = 43,5 A$. Substituindo os valores na Equação 42, temos:

$$43,5 \leq I_{ND} \leq 52,8$$

Selecionou-se um disjuntor com corrente nominal de 50A. Sendo $I_2 = 1,45 \cdot I_{ND} = 72,5$; tem-se satisfeita a Equação 43.

$$72,5 \leq 1,45 \cdot 66$$

$$72,5 \leq 95,7$$

- **Capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito:** uma vez que não foi fornecido pela RGE/CPFL, concessionária responsável pela distribuição à unidade consumidora (UC) deste estudo de caso, a corrente de curto-circuito presumível no ponto de entrega à UC, utilizou-se os valores da Tabela 7, conforme a utilização de um transformador de distribuição de 300 KVA/220V/380V, pois este é o maior valor admitido para um transformador de distribuição aéreo, obtendo-se um valor de corrente de curto-circuito de 9kA.

Tabela 7 - Valores aproximados da corrente de curto-circuito no secundário do transformador.

P _s (kVA)	I _{sc} (kA)	
	220/127 V	380/220 V
15	0,8	0,4
16	0,8	0,5
25	1,2	0,7
30	1,6	0,8
45	2,4	1,2
50	2,5	1,5
63	3,1	1,8
75	3,8	2,2
80	4	2,3
100	5	3
112,5	5,6	3,2
150	7,6	4,4
160	8	4,7
200	10	6
225	11	6,5
250	12	7
300	15	9
315	16	9
400	20	12
500	25	14
630	31	18
750	37	22
800	40	23
1000	50	28

Fonte: Guia EM da NBR 5410.

A fim de atender todos os critérios, selecionou-se um disjuntor tripolar da marca Schneider, corrente nominal de 50 A, 550Vac, 40kA, modelo EZC100N3050.

3.11.10 Dispositivo de Proteção contra Surto (DPS) do lado (CA)

Segundo a ABNT NBR 5410, os DPS devem atender à IEC 61643-1 e ser selecionados com base no mínimo nas seguintes características: nível de proteção, máxima tensão de operação contínua, suportabilidade a sobretensões temporárias, corrente nominal de descarga e/ou corrente de impulso e suportabilidade à corrente de curto-circuito. Além disso, quando utilizados em mais de um ponto da instalação (em cascata), os DPS devem ser selecionados levando-se em conta também sua coordenação.

Levando em consideração as considerações supracitadas, selecionou-se o DPS CLAMPER front 20kA 275V classe 2.

3.11.11 Dimensionamento do quadro de proteção e distribuição (CA).

Os circuitos de saída dos dois inversores serão conectados a um quadro de distribuição. Sendo ambos os circuitos simétricos e com correntes de 43,5 A cada, tem-se que circulará uma corrente de 87 A no barramento. O dimensionamento do condutor alimentador e do disjuntor geral encontram-se abaixo:

- **O dimensionamento do condutor de alimentação**
 - **Secção mínima do condutor:** segundo NBR 5410, circuitos de força devem ter secção mínima de 2,5mm²;
 - **Capacidade de condução de corrente:** a corrente de projeto será a que circulará pelo barramento, $I_B = 87A$, a uma temperatura de 30°C, e um fator de agrupamento correspondente a um circuito trifásico por conduto ($F_A = 1$, Tabela 42, ABNT NBR 5410). Segundo Tabela 37 da ABNT NBR 5410, selecionou-se um cabo com secção de 25mm².

- **Disjuntor Geral**

- **Escolha da curva característica de atuação:** optou-se pela curva C, uma vez que a instalação a ser protegida não é fortemente indutiva;
- **Escolha da corrente nominal de operação I_{ND} :** a capacidade de condução de corrente para um cabo EPR de 25mm², B1, 3 condutores carregados, segundo tabela 37 da ABNT NBR 5410, é igual a 117A. Conforme Equação 30, tem-se:

$$87 \leq I_{ND} \leq 117$$

Selecionou-se um disjuntor com corrente nominal de 100A. Sendo $I_2 = 1,45 \cdot I_{ND} = 145$; tem-se satisfeita a Equação 43.

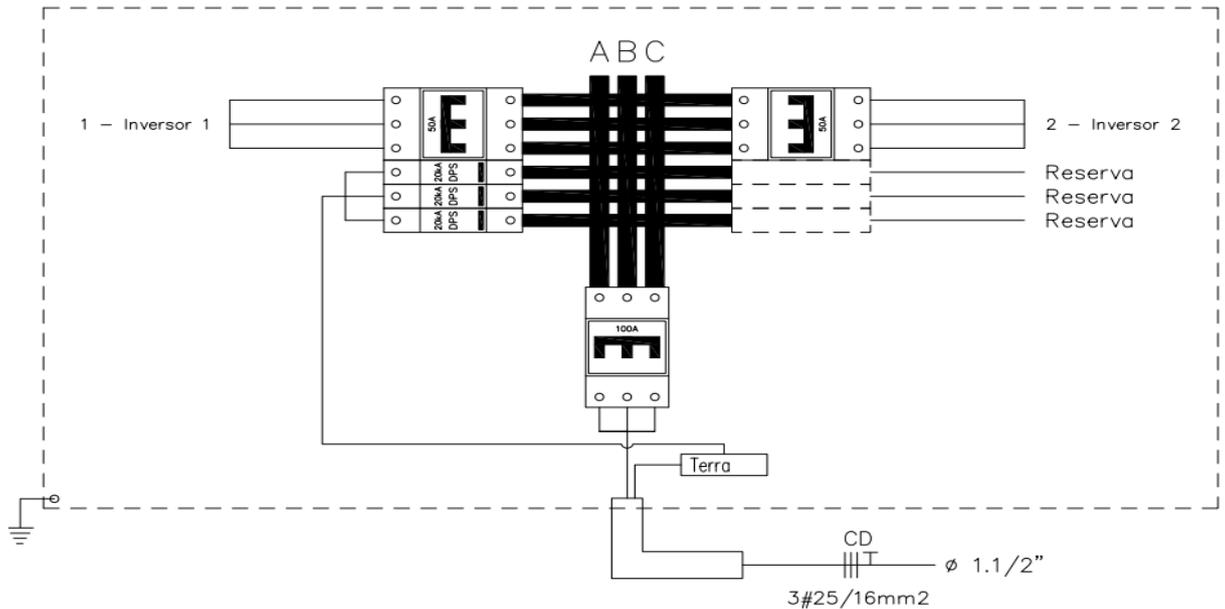
$$145 \leq 169,65$$

3.11.12 Centro de Distribuição (CD) do sistema fotovoltaico

Conforme o dimensionamento dos dispositivos de corrente alternada obtidos nos itens anteriores, elaborou-se o projeto do quadro de proteção com as características abaixo.

- 1 Barramento trifásico da marca Ecomel de 150A;
- 2 Disjuntores tripolar da marca Schneider , corrente nominal de 50 A, 550Vac, modelo EZC100N3050;
- 1 Disjuntor tripolar da marca Schneider , corrente nominal de 100A, 550Vac, , modelo EZC100N3050;
- 3 DPS CLAMPER front 20kA 275V.

Figura 32 - Quadro de distribuição e proteção CA do sistema fotovoltaico.



Fonte: O Autor (2021).

3.11.13 Aterramento do lado (CA)

A seção do condutor de proteção do lado de corrente alternada pode ser obtida através da Tabela 58 da ABNT NBR 5410. A seção do condutor de aterramento entre o inversor e o CD será igual ao dos condutores CA, 10mm^2 . O condutor de aterramento do CD ao padrão de entrada terá 16mm^2 .

Foi selecionado o condutor flexível unipolar Condu spar EPR 0,6/1kV 10mm^2 e 16mm^2 .

3.11.14 Simulação da parte em CA do sistema

De modo a verificar os resultados analíticos, realizou-se a simulação da parte em corrente alternada do sistema, no software Pro Eletrica. Os resultados obtidos podem ser verificados na Tabela 8 e Tabela 9, estando de acordo com o projeto realizado.

Tabela 8 - Dispositivos CA entre os inversores e o CD.

Circuito	Fases	Carga Demandada (V.A)	Ddp (V)	Corrente (A)	Fator Correção	Compr. (m)	Bitola Q.Tensão	Bitola Cap.Cor.	Bitola Mínima	Bitola Proteção	Bitola Partida	Bitola Utilizada	Proteção (A)
1	3	28600.0	380	43.33 A	0.80	2.39	1.5 mm ²	10 mm ²	2.5 mm ²	-	-	10 mm ²	3P50
2	3	28600.0	380	43.33 A	0.80	2.39	1.5 mm ²	10 mm ²	2.5 mm ²	-	-	10 mm ²	3P50

Fonte : Software Pro Eletrica (2021)

Tabela 9 - Dispositivos CA entre o CD e padrão de entrada

Circuito	Fases	Carga Demandada (V.A)	Ddp (V)	Corrente (A)	Fator Correção	Compr. (m)	Bitola Q.Tensão	Bitola Cap.Cor.	Bitola Mínima	Bitola Proteção	Bitola Partida	Bitola Utilizada	Proteção (A)
CD	3	57200.0	380	86.91 A	1.00	8.00	6 mm2	16 mm2	2.5 mm2	25 mm2	-	25 mm2	3P100

Fonte : Software Pro Eletrica (2021).

3.11.15 Dimensionamento do eletroduto (CA).

Cada inversor possui uma saída trifásica, de onde sairá um conjunto de 3 condutores fase de 10mm², estes percorrerão uma distância de 2 m até o quadro de proteção de corrente alternada, através de um eletroduto metálico. O eletroduto pode ser dimensionado através das Equações 37, 38 e 39. Com N=6 e De=7,3 tem-se:

$$\text{Área}_{T_cabos} = 6 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 7,3^2 = 251,123\text{mm}^2$$

Substituindo a Equação 38 na Equação 39 e isolando o diâmetro interno do eletroduto, temos que o diâmetro interno de eletroduto deverá ser de no mínimo 22,6 mm.

Foi selecionado eletroduto metálico galvanizado de 1.1/2”.

O dimensionamento do eletroduto para o alimentador segue os mesmos critérios, sendo um conjunto de 3 condutores fase de 25mm², estes percorrerão uma distância de 8m até o padrão de entrada, através de um eletroduto metálico. O eletroduto pode ser dimensionado através das Equações 37, 38 e 39. Com N=3 e De=10,5 tem-se:

$$\text{Área}_{T_cabos} = 3 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 10,5^2 = 259,77\text{mm}^2$$

Substituindo a Equação 38 na Equação 39 e isolando o diâmetro interno do eletroduto, temos que o diâmetro interno de eletroduto deverá ser de no mínimo 23 mm.

Foi selecionado eletroduto metálico galvanizado de 1.1/2”.

3.11.16 Homologação do projeto

Segundo a ANEEL, a potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos é definida na Resolução Normativa nº 676/2015 como a “potência nominal elétrica, em kW, na saída do inversor, respeitadas limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência

do inversor ou de outras restrições técnicas”. Trata-se, portanto, do menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos.

No projeto em questão, tem-se uma potência total nos módulos de 82 kW_p, e uma potência total de saída dos inversor de 72 kW_p, logo, o sistema terá uma potência de 72 kW_p.

A concessionária responsável pela distribuição de energia onde está localizado o objeto de estudo é a RGE. Para a homologação de projeto fotovoltaico, são exigidos os seguintes documentos:

- Documento de identidade do titular da conta de luz;
- Anotação de responsabilidade técnica (ART), Anexo E;
- Foto do disjuntor geral;
- Foto do padrão de entrada;
- Registro do Inmetro do inversor (se for maior que 10kW registro IEC), Anexo F;
- Diagrama unifilar e planta de situação, Anexo G.

3.12 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A implementação de um sistema fotovoltaico requer uma alocação de recursos monetários, visando gerar dividendos ao longo dos anos, caracterizando-se assim, como um investimento financeiro. Pode-se, então, através de ferramentas, tais quais: VPL, TMA, TIR e payback descontado, avaliar a viabilidade de tal projeto.

A análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico apresenta algumas particularidades, como estabelecer as taxas que serão utilizadas no processo de análise, tais particularidades serão discutidas no decorrer do trabalho. Visando um perfil de investimento conservador, todos os parâmetros empregados na análise financeira deste estudo de caso basearam-se no cenário mais desfavorável, em um período de 25 anos.

3.12.1 Orçamento

O orçamento foi realizado levando-se em consideração os valores médios de mercado no estado do Rio Grande do Sul, perfazendo um valor de R\$ 397398,00. O orçamento discriminado encontra-se na Tabela 8.

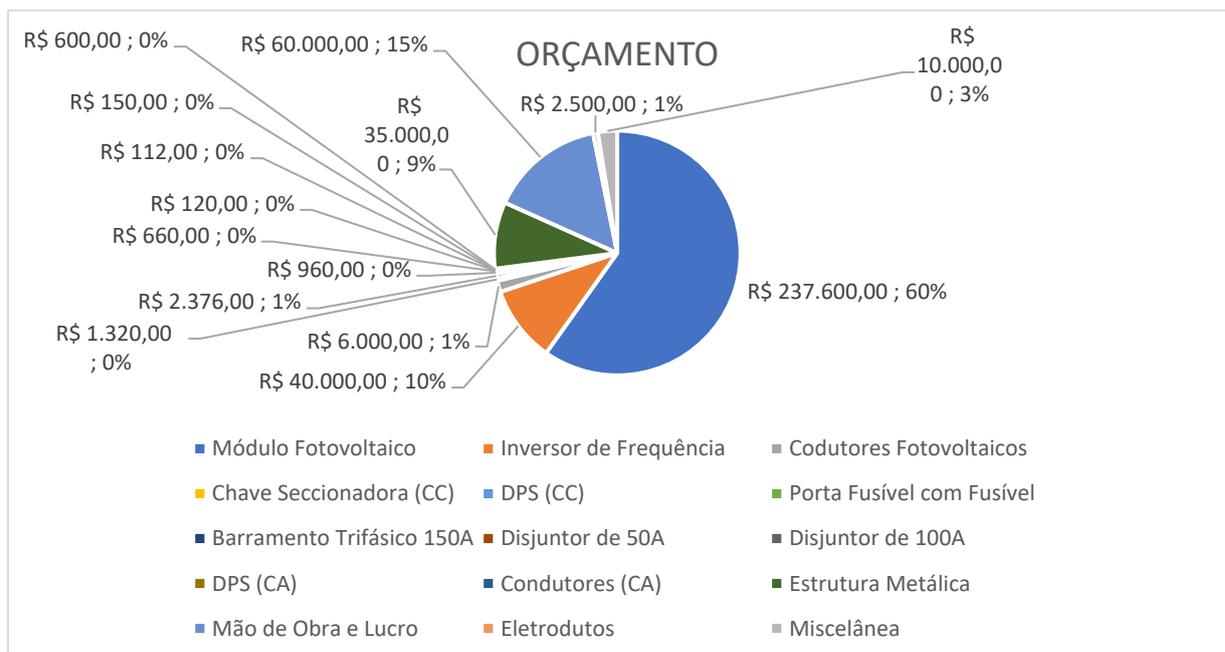
Tabela 10 - Orçamento discriminado do projeto.

Item	Valor Total
Módulo Fotovoltaico	R\$ 237.600,00
Inversor de Frequência	R\$ 40.000,00
Condutores Fotovoltaicos	R\$ 6.000,00
Chave Seccionadora (CC)	R\$ 1.320,00
DPS (CC)	R\$ 2.376,00
Porta Fusível com Fusível	R\$ 960,00
Barramento Trifásico 150A	R\$ 660,00
Disjuntor de 50A	R\$ 120,00
Disjuntor de 100A	R\$ 112,00
DPS (CA)	R\$ 150,00
Condutores (CA)	R\$ 600,00
Estrutura Metálica	R\$ 35.000,00
Mão de Obra e Lucro	R\$ 60.000,00
Eletrodutos	R\$ 2.500,00
Miscelânea	R\$ 10.000,00
Total	R\$ 397.398,00

Fonte: O Autor (2021).

A porcentagem relativa a cada do item do orçamento do projeto pode ser visualizada no gráfico da Figura 33.

Figura 33 - Gráfico do orçamento do projeto.



Fonte: O Autor (2021).

3.12.2 Energia elétrica gerada ao longo dos anos

Segundo simulação do sistema fotovoltaico no software PVsyst, presente no ANEXO D, o sistema produzirá 127,6 MWh de energia elétrica por ano, porém os módulos fotovoltaicos apresentam uma perda de eficiência ao longo dos anos que deve ser levada em consideração.

O fornecedor do módulo fotovoltaico estima uma perda de eficiência de 20% ao longo de 25 anos, sendo assim, para fins de modelagem, discretizou-se essa perda dentro deste período, resultando em um decréscimo de eficiência de 0,8% ao ano. A geração de energia elétrica ao longo do tempo, com o decréscimo de eficiência, encontra-se na Tabela 11.

Tabela 11 - Geração de energia anual com perda de eficiência ao longo do tempo.

Ano	Energia Elétrica Gerada (kWh)	Ano	Energia Elétrica Gerada (kWh)3
0	127600	13	114948
1	126579	14	114029
2	125567	15	113116
3	124562	16	112212
4	123566	17	111314
5	122577	18	110423
6	121566	19	109540
7	120624	20	108664
8	119659	21	107794
9	118701	22	106932
10	117752	23	106076
11	116810	24	105228
12	115875	25	104386

Fonte: O Autor (2021).

3.12.3 Manutenção

Neste estudo de caso foi considerado uma estimativa conservadora de custo de manutenção de 1% ao ano do valor total do orçamento do projeto. Este valor será reajustado ao longo dos anos pela taxa de inflação anual no Brasil, sendo a taxa de inflação definida pela média inflacionária dos últimos 9 anos, presente na Tabela 10.

Tabela 12 - Taxa de inflação anual.

Ano	Taxa de Inflação ao Ano
2011	6,50%
2012	5,84%
2013	5,91%
2014	6,41%
2015	10,67%
2016	6,29%
2017	2,95%
2018	3,75%
2019	4,31%
2020	4,39%
Média	5,70%

Fonte: IPCA (2021).

Utilizando-se a Equação 13, calculou-se o valor da manutenção anual corrigida pela taxa média de inflação, sendo $i = 5,7\%$, VP = manutenção e $t = \text{ano}$.

Tabela 13 - Custo de Manutenção no Decorrer dos Anos.

Ano	Manutenção	Ano	Manutenção3
0	R\$ 3.974,00	13	R\$ 8.169,00
1	R\$ 4.200,00	14	R\$ 8.635,00
2	R\$ 4.439,00	15	R\$ 9.127,00
3	R\$ 4.693,00	16	R\$ 9.647,00
4	R\$ 4.960,00	17	R\$ 10.197,00
5	R\$ 5.243,00	18	R\$ 10.779,00
6	R\$ 5.542,00	19	R\$ 11.393,00
7	R\$ 5.858,00	20	R\$ 12.042,00
8	R\$ 6.191,00	21	R\$ 12.729,00
9	R\$ 6.544,00	22	R\$ 13.454,00
10	R\$ 6.917,00	23	R\$ 14.221,00
11	R\$ 7.312,00	24	R\$ 15.032,00
12	R\$ 7.729,00	25	R\$ 15.889,00

Fonte: O Autor (2021).

3.12.4 Tarifa de energia elétrica e taxa de reajuste

O valor da tarifa média convencional de energia elétrica para baixa tensão estipulado pela RGE em 2021 é de R\$ 0,863. Para taxa de reajuste, considerou-se a média de reajustes dos quatro últimos anos, conforme Tabela 14.

Tabela 14 - Taxa de reajuste da tarifa de energia elétrica.

Ano	Taxa de Reajuste
2017	5,66%
2018	2,94%
2019	5,22%
2020	9,93%
Média	5,94%

Fonte: RGE (2021).

Utilizando-se a Equação 13, calculou-se o valor da tarifa de energia elétrica corrigida pela taxa de reajuste médio, sendo $i = 5,94\%$, VP= tarifa de energia elétrica e $t = \text{ano}$.

Tabela 15 - Tarifa de energia elétrica ao longo dos anos.

Ano	Tarifa	Ano	Tarifa
0	0,86	13	1,84
1	0,91	14	1,95
2	0,96	15	2,07
3	1,02	16	2,19
4	1,09	17	2,32
5	1,15	18	2,46
6	1,22	19	2,61
7	1,29	20	2,76
8	1,37	21	2,93
9	1,46	22	3,11
10	1,54	23	3,29
11	1,64	24	3,49
12	1,74	25	3,71

Fonte: O Autor (2021).

3.12.5 TMA

A taxa mínima de atratividade do projeto foi definida com base na média dos anos de 2011 a 2019 da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), tendo em vista que esta influencia todas as taxas de juros do Brasil.

Tabela 16 - Taxa SELIC.

Ano	Taxa SELIC Anual
2011	11,04%
2012	8,11%
2013	7,92%
2014	10,40%
2015	12,54%
2016	13,20%
2017	7,40%
2018	6,50%
2019	5,79%
Média	9,8%

Fonte: Banco Central do Brasil (BCB)(2021)

3.12.6 Valor líquido anual

Fixou-se como retorno anual do investimento, a quantidade de energia elétrica gerada, monetizada pela tarifa elétrica, menos o custo de manutenção, observados na Tabela 15.

Tabela 17 - Retorno anual do investimento.

Ano	Energia Elétrica Gerada (kWh)	Tarifa de Energia Elétrica Corrigida (R\$)	Energia Elétrica Monetizada (R\$)	Custo de Manutenção Corrigido (R\$)	Valor Líquido Anual (R\$)
0	127600	0,86	109736,00	3974,00	105762,00
1	126579	0,91	115186,89	4200,00	110986,89
2	125567	0,96	120544,32	4439,00	116105,32
3	124562	1,02	127053,24	4693,00	122360,24
4	123566	1,09	134686,94	4960,00	129726,94
5	122577	1,15	140963,55	5243,00	135720,55
6	121566	1,22	148310,52	5542,00	142768,52
7	120624	1,29	155604,96	5858,00	149746,96
8	119659	1,37	163932,83	6191,00	157741,83
9	118701	1,46	173303,46	6544,00	166759,46
10	117752	1,54	181338,08	6917,00	174421,08
11	116810	1,64	191568,40	7312,00	184256,40
12	115875	1,74	201622,50	7729,00	193893,50
13	114948	1,84	211504,32	8169,00	203335,32
14	114029	1,95	222356,55	8635,00	213721,55
15	113116	2,07	234150,12	9127,00	225023,12
16	112212	2,19	245744,28	9647,00	236097,28
17	111314	2,32	258248,48	10197,00	248051,48
18	110423	2,46	271640,58	10779,00	260861,58
19	109540	2,61	285899,40	11393,00	274506,40
20	108664	2,76	299912,64	12042,00	287870,64

Continuação da Tabela 17

21	107794	2,93	315836,42	12729,00	303107,42
22	106932	3,11	332558,52	13454,00	319104,52
23	106076	3,29	348990,04	14221,00	334769,04
24	105228	3,49	367245,72	15032,00	352213,72
25	104386	3,71	387272,06	15889,00	371383,06

Fonte: O Autor (2021).

3.12.7 Valor Presente Líquido

Utilizando-se a Equação 14, calculou-se o PV do valor líquido anual, com uma taxa igual a média da taxa SELIC, sendo $i = 9,8\%$, FV = valor líquido anual e $t = \text{ano}$. O VPL foi calculado através da Equação 15, sendo M = fluxo de caixa.

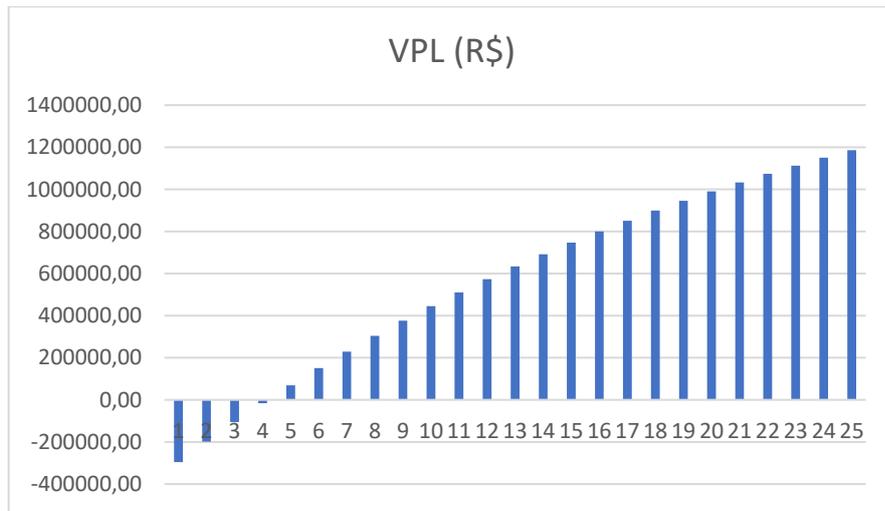
O PV e o VPL de cada ano encontram-se na Tabela 18.

Tabela 18 - Valor presente líquido.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	VP(R\$)	VPL (R\$)
1	-397398,00	101632,00	-295766,00
2	-295766,00	97310,00	-198456,00
3	-198456,00	93172,00	-105284,00
4	-105284,00	89211,00	-16073,00
5	-16073,00	85417,00	69344,00
6	69344,00	81763,00	151107,00
7	151107,00	78307,00	229414,00
8	229414,00	74977,00	304391,00
9	304391,00	71788,00	376179,00
10	376179,00	68735,00	444914,00
11	444914,00	65812,00	510726,00
12	510726,00	63013,00	573739,00
13	573739,00	60333,00	634072,00
14	634072,00	57767,00	691839,00
15	691839,00	55310,00	747149,00
16	747149,00	52957,00	800106,00
17	800106,00	50705,00	850811,00
18	850811,00	48548,00	899359,00
19	899359,00	46483,00	945842,00
20	945842,00	44506,00	990348,00
21	990348,00	42612,00	1032960,00
22	1032960,00	40799,00	1073759,00
23	1073759,00	39063,00	1112822,00
24	1112822,00	37402,00	1150224,00
25	1150224,00	35810,00	1186034,00

Fonte: O Autor (2021).

Figura 34 - Gráfico do VPL.



Fonte: O Autor (2021).

3.12.8 Payback descontado

Baseando-se nos dados obtidos na Tabela 18, através da Equação 16, pode-se obter o tempo de retorno do investimento.

$$Payback_{Descontado} = 4 + \frac{16073}{85417} (12)$$

$$Payback_{Descontado} = 4 \text{ anos e } 2,25 \text{ meses}$$

3.12.9 TIR

Baseando-se nos dados obtidos na Tabela 18, através da Equação 17, pode-se obter a TIR do investimento.

$$\frac{101632}{(1 + TIR)^1} + \frac{97310}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{35810}{(1 + TIR)^{25}} = 397398$$

$$TIR = 21\%$$

3.12.10 IL

Baseando-se nos dados obtidos na Tabela 18, através da Equação 18 pode-se obter o IL do investimento.

$$IL = \frac{1583432}{397398} = 3,98$$

4 CONCLUSÃO

A geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos torna-se uma alternativa cada vez mais viável para suprir a demanda dos consumidores, apresentando conceitos e tecnologias já consolidados e em constante progresso. A micro geração de energia elétrica distribuída se apresenta como uma tendência no mundo e no Brasil. Além de ser uma energia renovável, sua eficiência vem aumentando consideravelmente no decorrer dos anos. O Brasil possui um grande potencial para gerar energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos, pois devido a sua localização, apresenta um alto grau de radiação solar incidente ao longo de seu território.

O estudo de caso desenvolvido visando atender a demanda de energia elétrica de um prédio, apresentou um projeto para um sistema fotovoltaico com as seguintes características: 216 módulos fotovoltaicos de 380W, divididos em 12 strings com 18 módulos cada; dois inversores de $36kW_p$ cada, tendo o sistema uma potência nominal de saída de 72kW.

Por meio do estudo de análise econômica obteve-se o tempo de retorno do investimento no sistema fotovoltaico, sendo este de 4 anos e 3 meses, estando dentro do período médio de 4 a 5 anos (Portal Solar, 2021). VPL positivo, e TIR maior que TMA, caracterizando um investimento aceitável, com um IL de 3,98.

REFERÊNCIAS

ABINEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.** São Paulo, 2012. Acesso em: www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf . Acesso em: 13 fev. 2021

BCB. [S. l.], 2021. Disponível em <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 26 out. 2021.

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

CRESESB. **Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso: em julho de 2021.

ENERGÊS. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/wp-content/uploads/2020>. Acesso em: 28 dez. 2020.

GOETZE, Felipe *et al.* **projeto de microgeração fotovoltaica residencial: estudo de caso.** Orientador: Dr. Roberto Chouhy Leborgne. 2017. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em engenharia elétrica) - Faculdade de engenharia, UFRGS, 2017

HELIOTEK. [S. l.], 2013. Disponível em: <https://www.heliotek.com.br/>. Acesso em: 16 nov. 2020.

HUKSEFLUXBRASIL. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://huksefluxbrasil.com.br/pireliometro>. Acesso em: 28 dez. 2020.

IEA. **Explore energy data by category, indicator, country or region, 2019.** Disponível em: <https://www.iea.org/dataandstatistics/datatables?country=WORLD&energy=Balances&year=2019>. Acesso em: 14 out. 2020.

IEA. *In: Solar Energy Perspectives.* [S. l.], 2011. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/sheu1/docs/iea-solar-2011.pdf>. Acesso em: 14 out. 2020.

ISOLADOS, Sistemas. **Componentes de um sistema fotovoltaico.** Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica, 2008.

JÄGER, Klaus Jäger *et al.* **Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems.** [S. l.: s. n.], 2014.

KALIKOSKI, Vinicius Rodrigues. **Estudo de Viabilidade Técnica para Sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A4.** 2016. 85 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Departamento de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2016.

LIMA, Fabiano *et al.* **Viabilidade econômica e financeira de projetos.** [S. l.: s. n.], 2019.

NEOSOLAR. *In: sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes*. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 8 dez. 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

PORTALSOLAR. *In: Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico*. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-pannel-solar-fotovoltaico.html>. Acesso em: 30 dez. 2020

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. PROCEL. **Selo Procel**. Disponível em: < <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID=%7B88A19AD9-04C6-43FC-BA2E-99B27EF54632%7D>. Acesso em: 5 de janeiro 2021.
PT.SOLAR. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.heliotek.com.br/>. Acesso em: 18 nov. 2020.

PTTRENENERGY. **Solar Photovoltaic Systems and Components**. Disponível em: . Acesso em: 23 maio 2021.

REMMERS, KARL-HEINZ, **Industrial Application. Inverter, Storage and PV System Technology**, 2014

REN21. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.ren21.net/>. Acesso em: 14 out. 2020

SOLAR Photovoltaic Technology Basics. *In: Energy.gov*. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-technology-basics>. Acesso em: 28 dez. 2020.

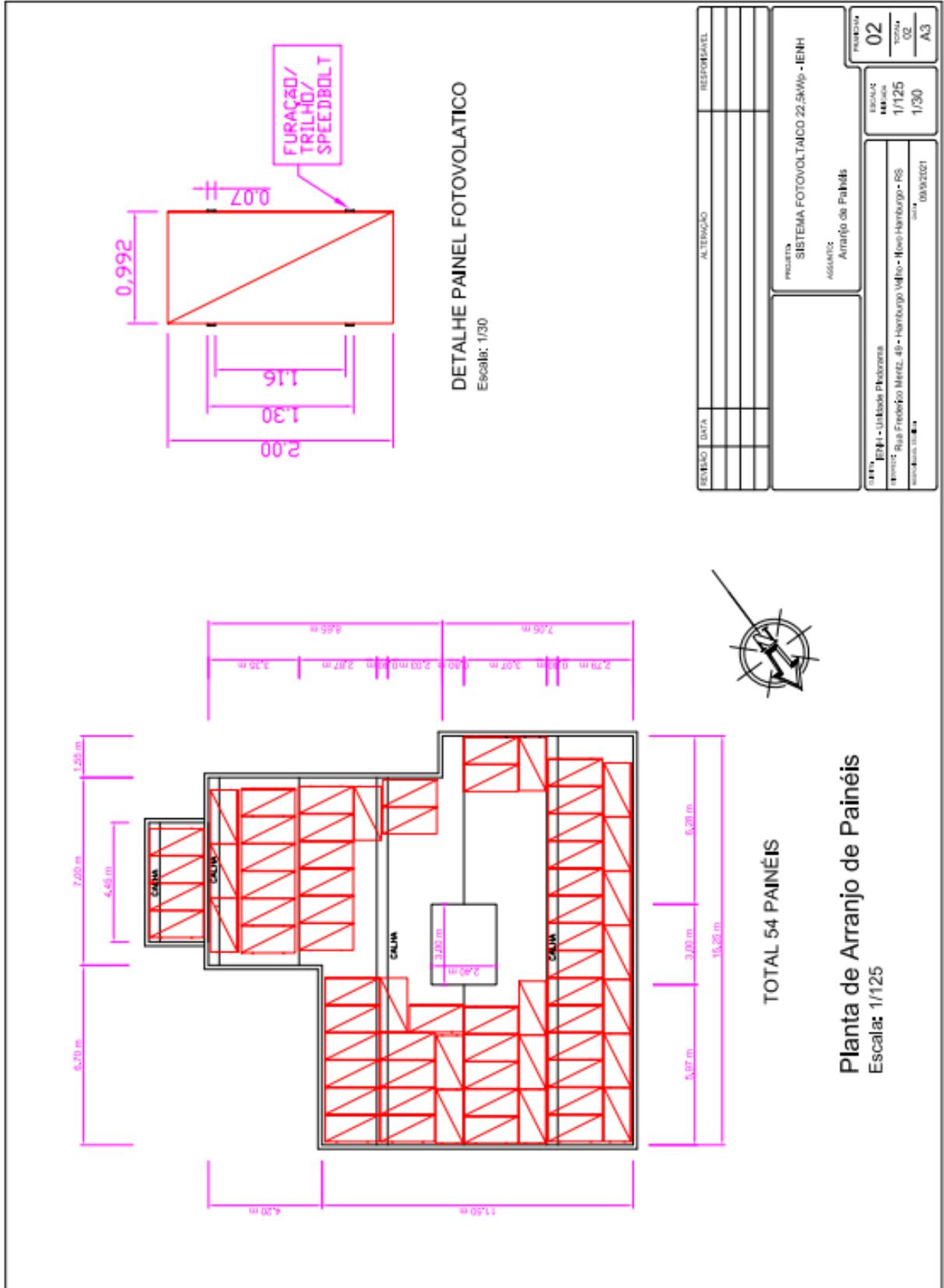
SOUZA, Ronilson Di. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica: Livro digital de introdução aos sistemas solares**. Bluesol, p. 114, 2016

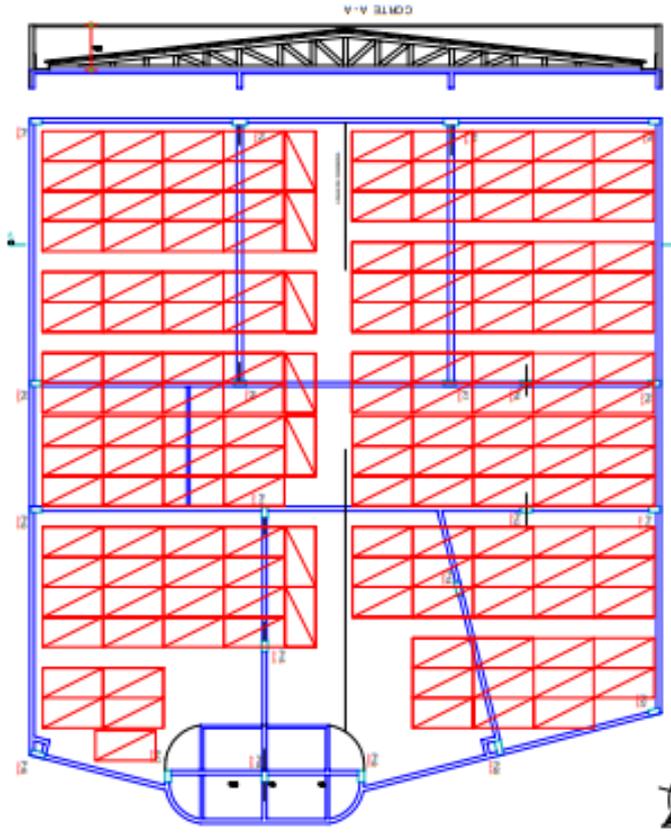
TAVARES, Carlos António Pereira. **Estudo comparativo de controladores Fuzzy aplicados a um sistema solar fotovoltaico**. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Faculdade de Engenharia

WIKIWAND. *In: Energia heliotérmica*. [S. l.], 2020. Disponível em: https://www.wikiwand.com/pt/Energia_heliot%C3%A9rmica. Acesso em: 18 nov. 2020.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F., 2012. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede Elétrica**. 1. Ed. São Paulo: Oficina de Textos.

ANEXO A – Distribuição dos módulos fotovoltaicos

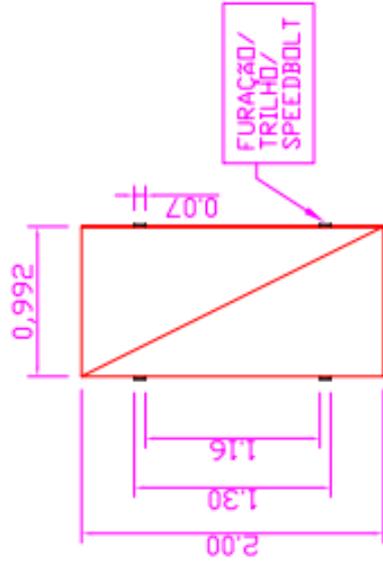




TOTAL 162 PAINÉIS

Planta de Arranjo de Painéis

Escala: 1/150



DETALHE PAINEL FOTOVOLTAICO

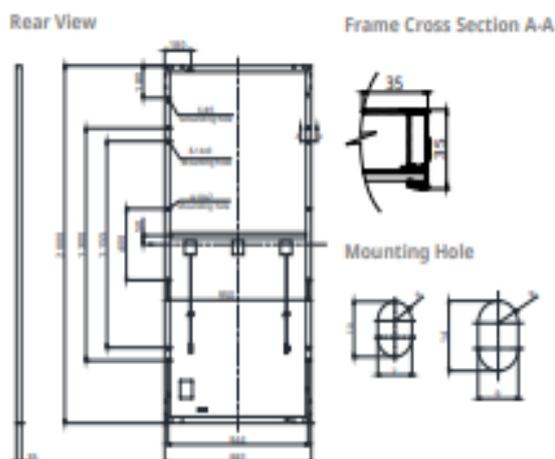
Escala: 1/30

REVISÃO	DATA	ALTERAÇÃO	RESPONSÁVEL

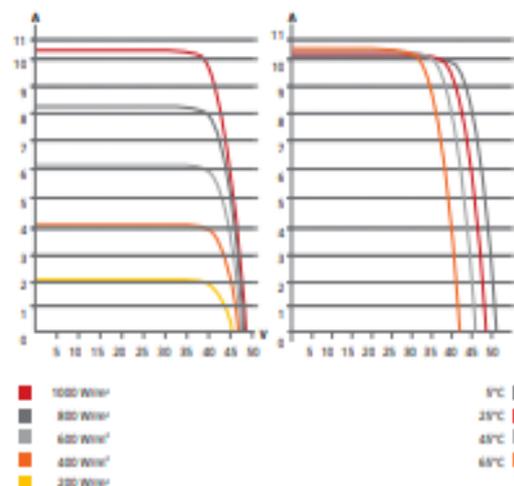
PROJETO: SISTEMA FOTOVOLTAICO 61,5kWp - ENH	ESCALA INDICADA 1/150	FOLHA 01
ASSUNTO: Arranjo de Painéis Fotovoltaicos	ESCALA TOTAL 1/30	TOTAL 02
CLIENTE: ENH - Unidade Proterema Rua Frederico Meitz, 71 - Hamburgo Velho - Novo Hamburgo - RS	DATA: 09/11/2021	A3

ANEXO B – Datasheet do módulo fotovoltaico

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3U-400MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	380MS	385MS	390MS	395MS	400MS
Nominal Max. Power (Pmax)	380 W	385 W	390 W	395 W	400 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.0 V	40.2 V	40.4 V	40.6 V	40.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.50 A	9.58 A	9.66 A	9.73 A	9.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.8 V	48.0 V	48.2 V	48.4 V	48.6 V
Short Circuit Current (Isc)	10.01 A	10.09 A	10.17 A	10.25 A	10.33 A
Module Efficiency	19.2%	19.4%	19.7%	19.9%	20.2%
Operating Temperature	-40°C – +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 – + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	380MS	385MS	390MS	395MS	400MS
Nominal Max. Power (Pmax)	283 W	287 W	290 W	294 W	298 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.2 V	37.4 V	37.6 V	37.8 V	38.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.60 A	7.66 A	7.72 A	7.78 A	7.84 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	8.08 A	8.14 A	8.20 A	8.27 A	8.33 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

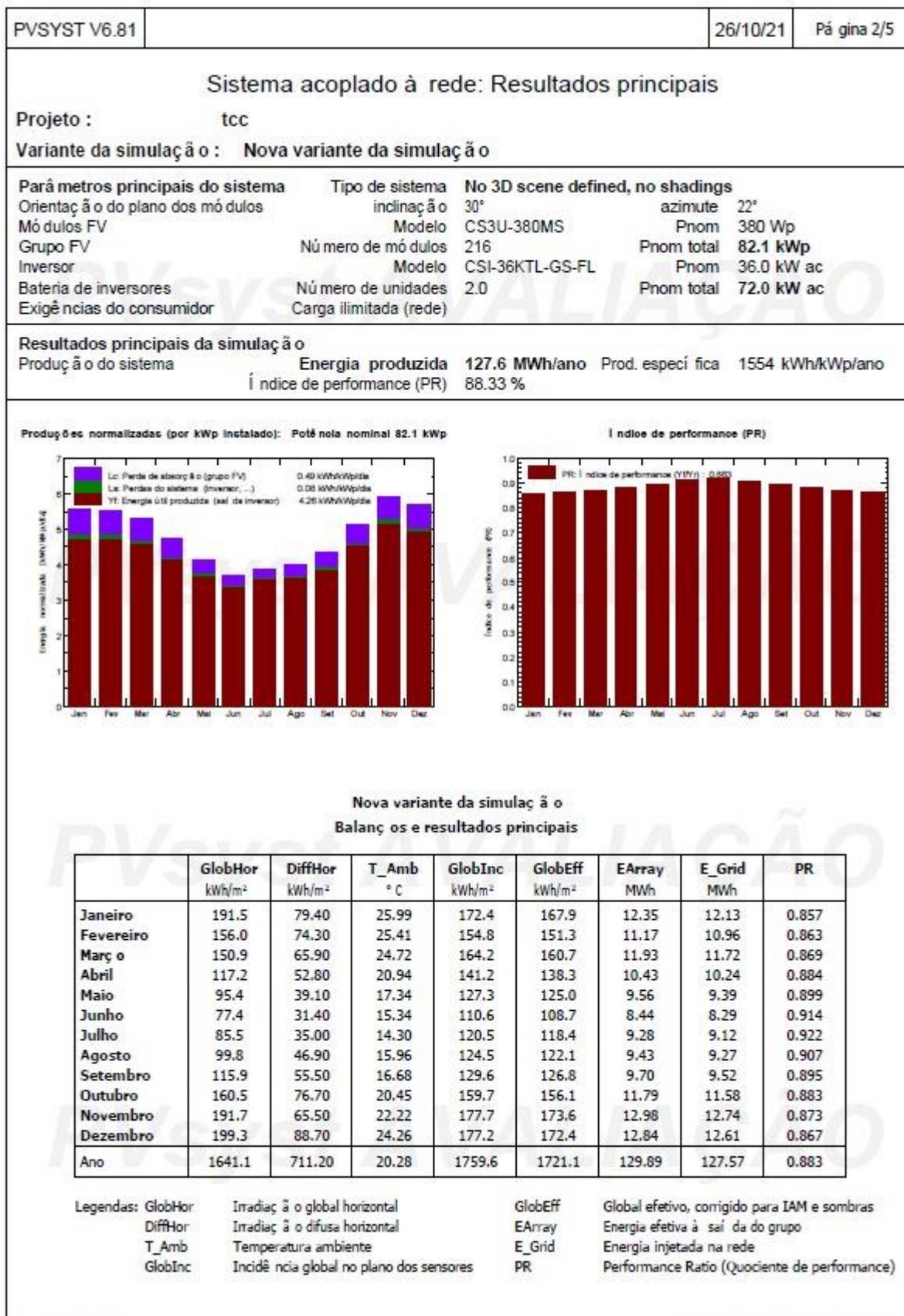
Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

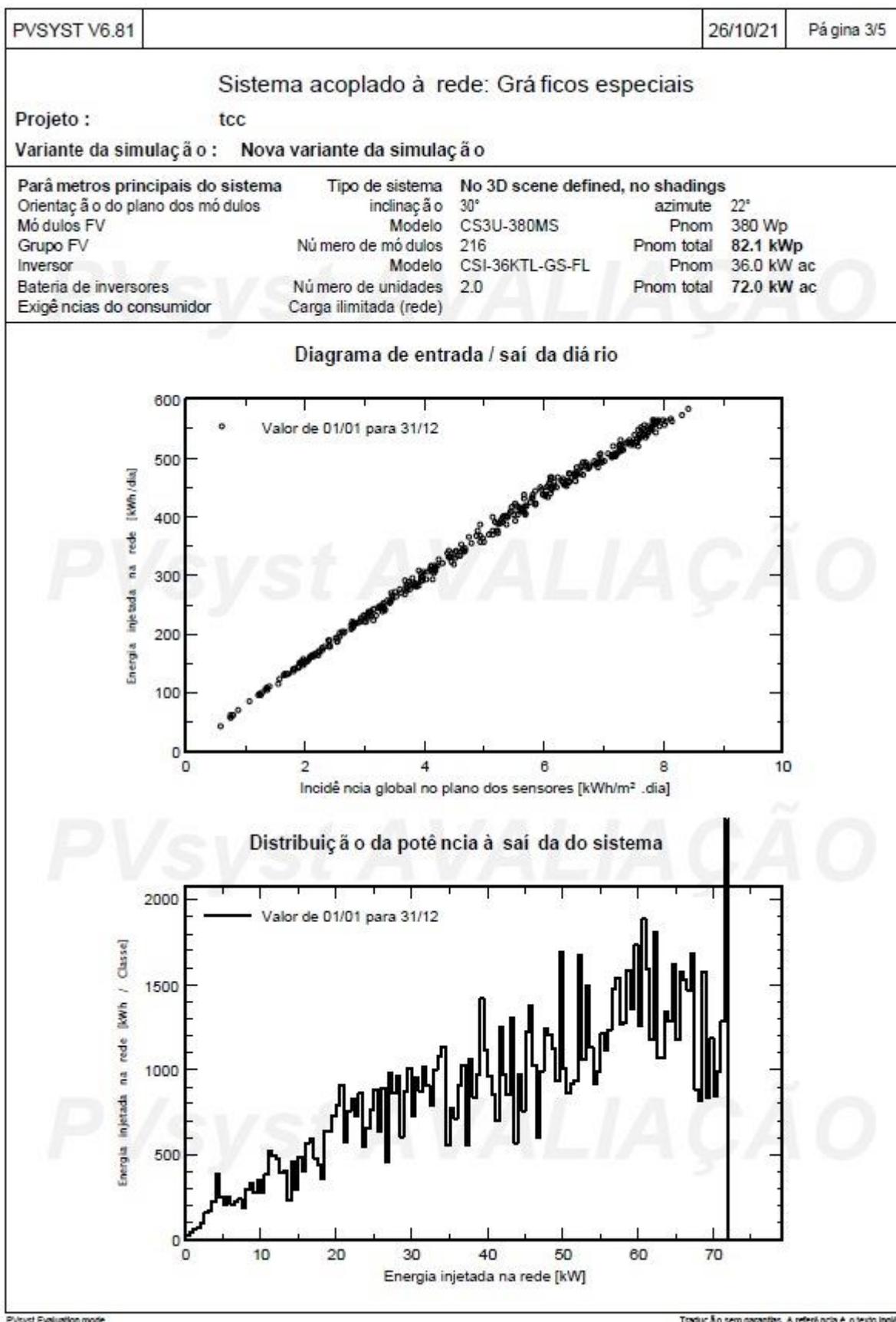
ANEXO C – Datasheet do inversor

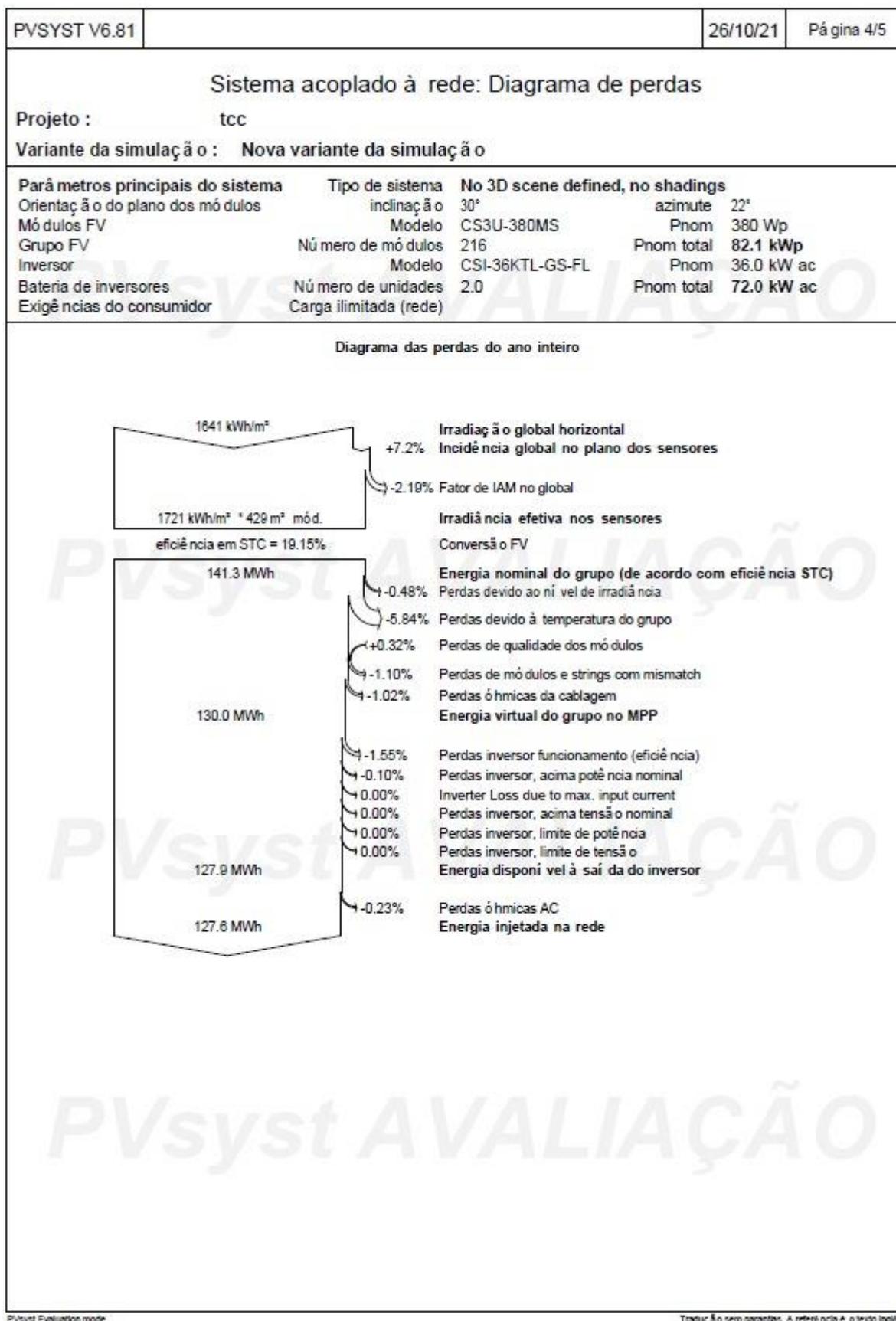
MODEL NAME	CSI-36KTL-CT
DC INPUT	
Max. PV Power	54 kW
Nominal DC Input Power	37 kW
Max. DC Input Voltage	1000 V _{DC}
Operating DC Input Voltage Range	240 - 950 V _{DC}
Start-up DC Input Voltage/Power	330 V / 300 W
Number of MPP Trackers	2
MPPT Voltage Range*	540 - 800 V _{DC}
Max. Input Current (Imp)	90 A (45 A per MPPT)
Max. Short Circuit Current (Isc)	120 A (60 A per MPPT)
Number of DC Inputs	8 inputs, 4 per MPPT
DC Disconnection Type	Load rated DC switch
AC OUTPUT	
Rated AC Output Power	36 kW
Max. AC Output Power	36 kW
Rated Output Voltage	400 V _{AC}
Output Voltage Range*	360 - 500 V _{AC}
Grid Connection Type	3 Φ / N / PE (Neutral optional)
Max. AC Output Current	43.5 A
Rated Output Frequency	60 Hz
Output Frequency Range*	57- 63 Hz
Power Factor	>0.99 (\pm 0.8 adjustable)
Current THD	< 3%
AC Disconnection Type	Load rated AC switch
SYSTEM	
Topology	Transformerless
Max efficiency	98.4%
CEC efficiency	98.0%
Stand-by / Night Consumption	<20 W/<2 W
Environment	
Protection Degree	NEMA 4
Cooling	Variable speed cooling fans
Operating Temperature Range	-13°F to +140°F/- 25°C to +60°C (derating from +113°F/
Operating Humidity	0-95%, non-condensing
Operating Altitude	13123.4 ft / 4000 m (derating from 6561.7 ft/2000 m)
Display and Communication	
Display	LCD+LED
Communication	Standard: RS485 (Modbus) optional: TCP/ IP card
Mechanical Data	
Dimensions (WxHxD)	23.6x39.4x9.1 in/600x1000x230 mm
Weight	Inverter: 121 lbs / 55 kg Wirebox: 24 lbs / 11 kg
Installation Angel	15 - 90 degrees from horizontal (90 degrees recommended)
Safety	
Safety and EMC Standard	UL1741:2010, UL 1699B, CSA-C22.2 NO.107.1-01, FCC PART 15
Grid Standard	IEEE1547: 2003, IEEE1547.1: 2005

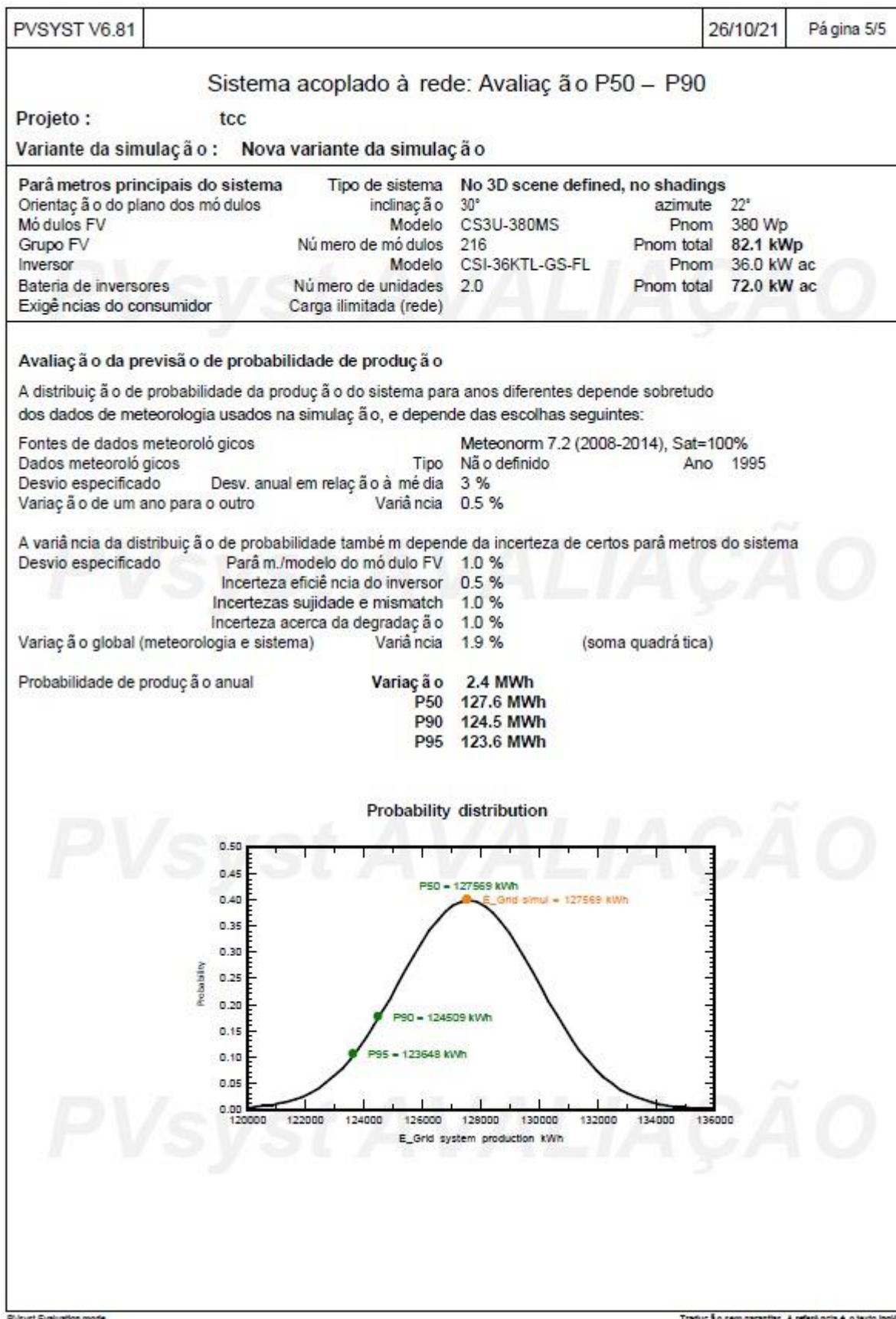
ANEXO D – Simulação do sistema fotovoltaico

PVSYS V6.81		26/10/21	Página 1/5
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação			
Projeto :	tcc		
Localização geográfica	Novo hamburgo	País	Brazil
Localização	Latitude -29.68° S	Longitude	-51.13° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	58 m
	Albedo	0.20	
Dados meteorológicos:	Novo hamburgo	Meteonorm 7.2 (2008-2014), Sat=100% - Sintético	
Variante da simulação :	Nova variante da simulação		
	Data da simulação	23/10/21 11h02	
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	No 3D scene defined, no shadings	
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	30°	Azimute 22°
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Sem sombras		
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)		
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	CS3U-380MS
Original PVSyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		Em série	18 módulos
Número total de módulos FV		Nr. módulos	216
Potência global do grupo		Nominal (STC)	82.1 kWp
Características de funcionamento do grupo (50° C)		Umpp	650 V
Superfície total		Superfície módulos	429 m ²
		Em paralelo	12 strings
		Potência unitária	380 Wp
		Em condições de func.	74.5 kWp (50° C)
		Impp	115 A
		Superfície cé lula	380 m ²
Inversor		Modelo	CSI-36KTL-GS-FL
Original PVSyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Características		Tensão de funcionamento	200-800 V
		Potência unitária	36.0 kWac
Bateria de inversores		N.º de inversores	2 unidades
		Potência total	72 kWac
		Rácio Pnom	1.14
Fatores de perda do grupo FV			
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	29.0 W/m ² K	Uv (vento) 0.0 W/m ² K / m/s
Perdas óhmicas nos cabos	Res. global do grupo	95 mOhm	Fração perdas 1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas -0.3 %
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado			
	10°	20°	30°
	0.998	0.998	0.995
	40°	50°	60°
	0.992	0.986	0.970
	70°	80°	90°
	0.917	0.763	0.000
Fatores de perda do sistema			
Perdas óhmicas nos cabos	Condutores: 3x16.0 mm ²	10 m	Fração perdas 0.4 % em STC









ANEXO E – Anotação de responsabilidade técnica



Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei nº 6.496, de 7 de dezembro de 1977
Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Rio Grande do Sul



ART Número
XXXXXXX

Tipo: Convênio: N	Participação Técnica: Motivo:
----------------------	----------------------------------

Contratado

Carteira: RNP: Empresa:	Profissional: Título:	E-mail: Nr.Reg.:
-------------------------------	--------------------------	-------------------------

Contratante

Nome: Endereço: Cidade:	Bairro:	E-mail: Telefone:	CPF/CNPJ: CEP:	UF:
-------------------------------	---------	----------------------	-------------------	-----

Identificação da Obra/Serviço

Proprietário: Endereço da Obra/Serviço: Cidade: Finalidade: Data Início:	Bairro:	Vlr Contrato(R\$):	CPF/CNPJ: CEP:	UF:
Prev.Fim:			Honorários(R\$): Ent.Classe:	

Atividade Técnica

Projeto e Execução

Descrição da Obra/Serviço**Quantidade****Unid.**

ART registrada (paga) no CREA-RS em XX/XX/XXXX

	Declaro serem verdadeiras as informações acima	De acordo
_____ Local e Data	_____ PROFISSIONAL	_____ CONTRATANTE TESTE

Profissional

Contratante

A AUTENTICIDADE DESTA ART PODE SER CONFIRMADA NO SITE DO CREA-RS, LINK SOCIEDADE - ART CONSULTA.

ANEXO F – Certificado do inversor

14/05/2019

Certificate No. AK 50412863 - Certipedia

[Back](#)

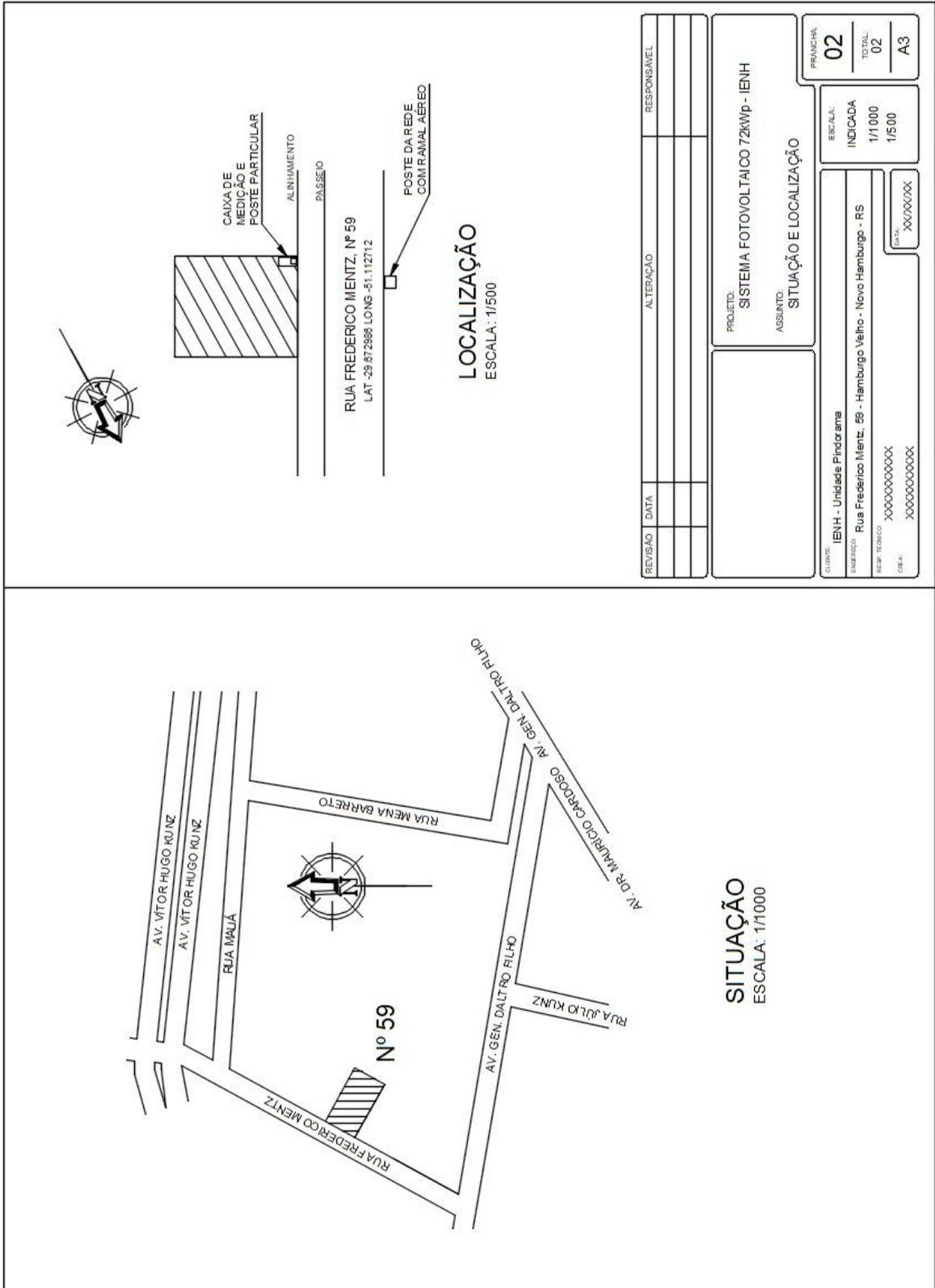
Certificate No. AK 50412863

	Canadian Solar Inc.
Certificate Holder:	545 Speedvale Ave West N1K 1E6 Guelph, Ontario Canada
Certificate Number:	AK 50412863
Order Number:	154343673
Certified Product:	PV-Inverter (Grid-connected PV Inverter) Model Designation: CSI-36KTL-CT
Fulfilled Standards:	E DIN VDE V 0124-100/10.2013 VDE-AR-N 4105/08.2011 The standard(s) listed here reflect the status at the time of the release of this certificate.
Date of Issue:	July 10, 2018
Certificate Type:	Certificate of Conformity The certificate of conformity (CoC) refers to the product specified in the certificate. The certificate demonstrates that a product sample was tested and evaluated at a specific time, and found to be in conformity with the assessment requirements specified in the certificate. A CoC is relevant to importers and exporters to prove that products comply with local regulations. This certificate does not imply an assessment of the product's production and does not permit the use of a TÜV Rheinland test mark.

Further Information

- Request more information on Canadian Solar Inc.
- All product certificates of Canadian Solar Inc.

ANEXO G – Planta de situação e diagrama unifilar

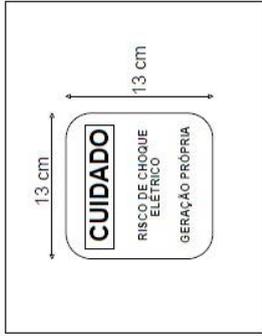


REVISÃO	DATA	ALTERAÇÃO	RESPONSÁVEL

PROJETO:	SISTEMA FOTOVOLTAICO 72KWp - IENH
ASSUNTO:	SITUAÇÃO E LOCALIZAÇÃO

CLIENTE:	IENH - Unidade Pindorama
ENDEREÇO:	Rua Frederico Mentz, 59 - Hamburgo Velho - Novo Hamburgo - RS
RESP. TÉCNICO:	XXXXXXXXXXXXXX
CREA:	XXXXXXXXXXXXXX

PROJETA:	02
TOTAL:	02
DATA:	A3

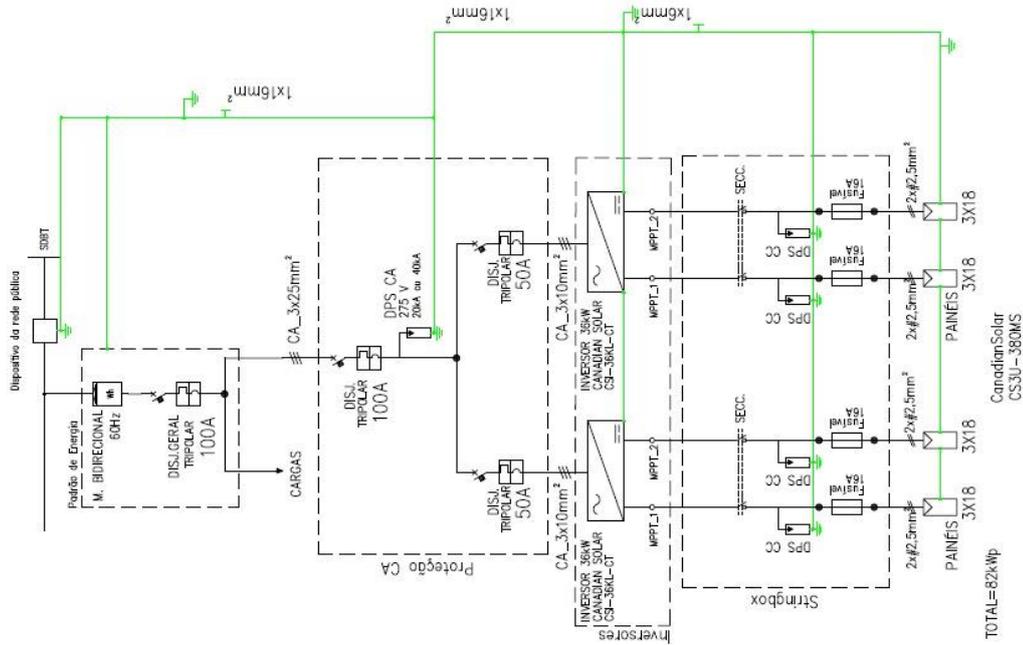


OBS: Instalar placa de sinalização de segurança junto ao medidor de unidade consumidora que terá microgeração e junto ao poste de derivação do fornecimento de energia.

Legenda de símbolos	
	Medidor bidirecional
	Inversor
	Campo fotovoltaico
	Termomagnético
	Fusível
	Termomagnético - Diferencial
	Int. manobra seccionador
	Interruptor
	Descarregador

NOTA: Todos os sistemas estão rigidamente aterrados e interligados.

POTENCIA GERADA - 72kW
 FASES DE ENTRADA - 3 FASES
 DISJUNTOR GERAL - 100 A - TRIPOLAR
 DISJ. DE PROTEÇÃO - 50A/50A/100A - TRIPOLAR



TOTAL=82kWp

CanadianSolar
 CS3U-380MS

ROITTER TCC		PROJETO: SISTEMA FOTOVOLTAICO 72kW-ROITTER	
ASSISTENTE: DIAGRAMA UNIFILAR		ESCALA: S/E	PROJAZO: 01
CLIENTE: Rua Frederico Wenz, 71 IEMA - Itapicoba		TOTAL: 01	DATA: 13/10/2021
REGISTRO: _____		A3	

