

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

NICOLAS GABRIEL RODRIGUES FERREIRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A
IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA
ESTAÇÃO EXPERIMENTAL AGRONÔMICA DA UFRGS**

Porto Alegre
2020

NICOLAS GABRIEL RODRIGUES FERREIRA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA A
IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA
ESTAÇÃO EXPERIMENTAL AGRONÔMICA DA UFRGS**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre
2020

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais – Sandra Ferreira e Paulo Ferreira – pelo apoio incondicional em todas os desafios de minha vida.

Ao meu irmão – Vinicius Ferreira – por ser meu maior incentivador em minhas tomadas de decisões.

À minha avó – Maria de Lourdes Ferreira – pelo carinho e preocupação com os estudos, e pelo desejo de me ver formado.

À minha grande amiga e colega – Claudia Rech – por desfrutar junto a mim de momentos difíceis e momentos felizes, e por se tornar meu lar.

Ao meu amigão – Teddy – por estar sempre presente nos momentos de estudo e pela alegria que me proporcionou durante 20 anos.

Aos meus afilhados – Simba, Stanlei e Yunna – por me preencherem de amor nos momentos difíceis.

Todos podem ver as táticas de minhas conquistas, mas ninguém consegue discernir a estratégia que gerou vitórias. (Sun Tzu)

RESUMO

Este projeto de diplomação tem como objetivo o estudo de viabilidade técnica e econômica para a implementação de uma usina de minigeração distribuída solar fotovoltaica com potência de pico igual a 4,665 MWp a ser interligada à rede de média tensão localizada no campus Eldorado, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. A partir do esquema de compensação de crédito busca-se reduzir consideravelmente os custos com energia elétrica da Universidade. O projeto do sistema fotovoltaico é composto pela aquisição das faturas de energia elétrica dos locais a serem contemplados com a injeção de energia e o estudo de viabilidade com base no abatimento total da média dos consumos. O sistema é composto por 11520 módulos fotovoltaicos de 405 Wp ligados a 8 inversores centrais de 500 kW. A partir dos dados de irradiação solar e dos dados técnicos dos equipamentos utilizados, estima-se que a usina gere em média 6534,33 MWh/ano, resultando em uma economia no primeiro ano geração de aproximadamente R\$ 1.500.000,00. Todos os resultados teóricos encontrados são confrontados com uma simulação do sistema fotovoltaico realizada no software PVSOL 2020, que estima uma geração média igual a 6649,73 MWh/ano. O estudo econômico do projeto engloba a avaliação dos custos com energia elétrica pré e pós implementação da usina solar, resultando em uma economia média mensal de aproximadamente R\$ 138.000,00 no primeiro ano de geração. São realizados também estudos financeiros como o VPL, TIR e principalmente o *Payback*, que teve como o tempo de compensação do investimento igual a 12 anos. Todos os resultados foram favoráveis à implementação da usina.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Minigeração. Usina Fotovoltaica.

ABSTRACT

This graduation paper aims to study the technical and economic feasibility of the implementation of a distributed solar photovoltaic minigeneration plant with peak power equal to 4.665 MWp to be connected to the medium voltage network located in the Eldorado campus, at the Federal University of Rio Grande do Sul. The credit compensation scheme seeks to considerably reduce the University's electricity costs. The photovoltaic generator project consists of the acquisition of electricity bills from the locations to be covered with the energy injection and the viability study based on the total reduction of the average consumption. The generator consists of 11520 photovoltaic modules of 405Wp connected to 8 central inverters of 500 kW. From the solar radiation data and the technical data of the equipment used, it is estimated that the plant generates an average of 6534.33 MWh/year, resulting in savings, in the first year of generation, of approximately R\$ 1,500,000.00. All theoretical results found are compared with a simulation model of the photovoltaic generator in the software PVSOL 2020, which estimates an average generation equal to 6649.73 MWh/year. The economic study of the Project includes the evaluation of electricity costs before and after implementation of the solar plant, resulting in an average monthly savings of approximately R\$ 137,000.00 in the first year of generation. Financial studies are also carried out, such as VPL, TIR and payback, which had an investment equalization time equal to 12 years. All results were favorable to the plant's implementation.

Keywords: Distributed Generation. Minigeneration. Photovoltaic power plant.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1	Energia Solar	15
2.1.1	Energia Solar Fotovoltaica	16
2.1.2	Efeito Fotovoltaico Aplicado à Energia Solar	16
2.2	Sistemas Fotovoltaicos.....	19
2.2.1	Sistemas Isolados	19
2.2.2	Sistemas Conectados à Rede.....	19
2.2.3	Fornecimento de Energia Elétrica.....	21
2.3	Módulo Fotovoltaico.....	22
2.4	Inversor	26
2.5	Tributação da Energia Solar Fotovoltaica	27
2.5.1	Programa de Integração Social (PIS).....	27
2.5.2	Financiamento da Seguridade Social (COFINS)	28
2.5.3	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)	28
3	PROJETO E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A	29
3.1	Avaliação Solar	29
3.2	Sombreamento.....	32
3.3	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	33
3.4	Dimensionamento do Inversor conectado à rede.....	35
3.5	Dimensionamento de cabos e proteção	36
3.5.1	Proteção contra sobrecorrente em corrente alternada	37
3.5.2	Proteção contra sobrecorrente em corrente contínua	37
3.5.3	Proteção contra corrente de curto circuito	39
3.5.4	Proteção contra sobretensão	40

3.6	Aterramento e equipotencialização – ABNT NBR5410	40
4	IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO.....	42
4.1	Localização e Avaliação do Potencial Energético Solar	42
4.2	Dimensionamento do Sistema.....	44
4.3	Escolha do Módulo Fotovoltaico.....	48
4.4	Escolha da <i>String Box</i> e <i>String Control</i>	49
4.5	Escolha do inversor	50
4.6	Arranjo de Módulos e Fator de Dimensionamento do Inversor.....	51
4.7	Cabeamento de Corrente Contínua.....	52
4.8	Cabeamento de Corrente Alternada.....	54
4.9	Sombreamento e disposição de módulos	54
4.10	Componentes de Proteção	59
4.11	Diagrama Unifilar	61
5	FATORES DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E TAXA DE DESEMPENHO	62
6	GERAÇÃO ESPERADA	64
7	SIMULAÇÃO	66
8	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS.....	76
9	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	78
9.1	Custos antes da implementação do sistema	78
9.2	Investimento	79
9.3	Mudanças nas faturas de energia elétrica.....	79
9.4	Custos após a implementação da usina.....	80
9.5	Fluxo de Caixa	81
9.6	Taxa Mínima de Atratividade	84
9.7	Valor Presente Líquido – VPL.....	84
9.8	Taxa Interna de Retorno -TIR.....	85
10	Conclusões	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparativo das médias mensais da irradiação global horizontal do Brasil e em alguns países da Europa ($kWh/(m^2 \cdot dia)$).	16
Figura 2 – Estrutura das bandas de energia.	17
Figura 3 – Estrutura atômica do silício monocristalino de silício.	18
Figura 4 – Estrutura da junção pn de uma célula fotovoltaica.	18
Figura 5 – Células fotovoltaicas de diferentes tecnologias	22
Figura 6 – Módulo fotovoltaico mono e policristalino.	23
Figura 7 – Curva característica IxV de uma célula de silício monocristalino.	24
Figura 8 – Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva IxV.	25
Figura 9 – Efeito do aumento de temperatura na curva IxV.	25
Figura 10 – Inversor solar.	27
Figura 11 – Comportamento anual da irradiância extraterrestre.	30
Figura 12 – Inclinação de disposição de módulos.	31
Figura 13 – Ângulo de correção de orientação dos módulos	31
Figura 14 – Órbita da Terra em relação ao Sol.	32
Figura 15 – Estudo de sombreamento entre módulos.	33
Figura 16 – Corrente reversa em série fotovoltaica.	38
Figura 17 – Área definida para a construção da usina.	43
Figura 18 – Inserção das coordenadas geográficas no programa SunData.	43
Figura 19 – Comportamento da irradiação solar no plano inclinado de 23°.	44
Figura 20 – Unidade consumidora de Eldorado.	45
Figura 21 – Unidades consumidoras do campus central	45
Figura 22 – Histórico de consumo mensal de Eldorado, Quarteirão 1 e 2.	46
Figura 23 – Módulo CS3W - 405P, Canadian Solar	49
Figura 24 – Estrutura de fixação para solo.	55
Figura 25 – Estrutura de fixação para solo.	55
Figura 26 – Simulação de sombreamento entre fileiras de módulos, 9:00	57
Figura 27 – Simulação de sombreamento entre fileiras de módulos, 17:00.	58
Figura 28 – Diagrama esquemático da simulação de sombreamento.	58
Figura 29 – Esquemático inversor com DPS no lado CC e AC	59

Figura 30 – Exemplo de cubículo de média tensão.	60
Figura 31 – Diagrama unifilar.....	61
Figura 32 – Geração de energia mensal.....	64
Figura 33 – Comparação entre geração e consumo	65
Figura 34 – Tipo de sistema, clima e rede para simulação.....	66
Figura 35 – Consumos para simulação.	67
Figura 36 –Condições de instalação, módulo fotovoltaico e situação de montagem.....	68
Figura 37 – Degradação do módulo.....	69
Figura 38 – Definição de inversores.	69
Figura 39 – Verificação do sistema implementado.	70
Figura 40 – Verificação dos MPPT's	71
Figura 41 – Comparação de geração e consumo.....	74
Figura 42 – Comparação de geração teórica e simulada.	76
Figura 43 - Comparação de geração com depreciação teórica e simulada	77
Figura 44 – Fluxo de caixa acumulado.	83
Figura 45 – Comparação entre VPL e fluxo de caixa	85

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Relação entre inclinação do módulo e irradiação solar	44
Quadro 2 – Dados técnicos das UC's.....	46
Quadro 3 – Tarifas de aplicação para o subgrupo A4 V.....	47
Quadro 4 – Evolução das revisões ou reajustes realizados nos últimos 5 anos	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados técnicos do módulo CS3W - 405P.....	49
Tabela 2 – Dados técnicos do inversor IngeconSun 500TL.....	50
Tabela 3 – Estimativa de perdas de um sistema fotovoltaico.	63
Tabela 4 – Dados de consumo.	71
Tabela 5 – Dados do gerador fotovoltaico.	72
Tabela 6 – Configuração dos inversores.	72
Tabela 7 – Desempenho do sistema fotovoltaico.	73
Tabela 8 – Relação entre consumidores e gerador.	73
Tabela 9 – Balanço energético	75
Tabela 10 – Tarifas de Energia CEEE-D grupo A4 Verde	78
Tabela 11 – Gasto mensal médio em Energia Elétrica	79
Tabela 12 – Investimento inicial.....	79
Tabela 13 – Gasto mensal médio em energia elétrica após a implementação do sistema fotovoltaico	80
Tabela 14 – Fluxo de caixa	82

1 INTRODUÇÃO

As fontes de energia são adquiridas através de recursos ambientais ou artificiais, sejam eles renováveis ou não. A partir do aumento da demanda energética pela população, buscam-se alternativas para gerar energia causando o menor impacto ambiental possível. Essa procura por uma energia limpa é ocasionada pela preocupação em relação ao esgotamento de recursos do planeta Terra.

Dentre as fontes de energia renováveis, encontra-se a energia solar. Visto como um recurso inesgotável, a energia advinda dos raios solares tem a capacidade de atender mais do que a demanda que a população precisa. Um dos principais métodos para gerar energia solar é através da energia fotovoltaica. Basicamente, a energia incide em módulos fotovoltaicos e é convertida em eletricidade a partir da diferença de potencial surgida nos extremos do semicondutor que compõe o módulo. No Brasil, os índices de incidência de raios solares são altíssimos e o país dispõe de uma grande quantidade de quartzo (principal matéria prima para produção de silício, ou seja, para produção de células fotovoltaicas). A partir dessa análise, é possível afirmar que a energia adquirida do Sol é um dos recursos mais nobres e eficientes que se pode obter.

A Universidade Federal do Rio Grande do Sul é composta por mais de 300 prédios em 5 campi, possuindo uma área física de 2.185 ha. Naturalmente, para comportar toda essa infraestrutura os custos com as faturas de energia elétrica são enormes. Através da conjuntura atual, com os cortes de verbas para universidades federais, a UFRGS se encontra em uma situação de contenção de gastos, onde se faz necessário o pensamento sobre qualquer possibilidade de poupar capital.

Uma alternativa para minimizar os dispêndios com energia elétrica é a construção de uma usina solar fotovoltaica na Estação Experimental Agronômica da UFRGS. A estação, localizada em Eldorado do Sul, possui uma área de aproximadamente 1560 hectares, constituída de campos abertos utilizados para pesquisas agronômicas. A partir da utilização de uma parcela dessa área, pode-se construir uma usina solar capaz de suprir a demanda de energia elétrica de um dos campi. Além de utilizar uma área ínfima da estação, visando a máxima preservação da natureza, essa produção de energia limpa e sustentável desafogaria os geradores

hidroelétricos e térmicos que já suprem a demanda da universidade. A partir deste tema, o escopo deste trabalho terá como foco o dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica a fim de tornar a universidade autossustentável e reduzir seus custos com energia elétrica, a análise da viabilidade de implementação física e econômica desse projeto, visando, principalmente, a economia de capital.

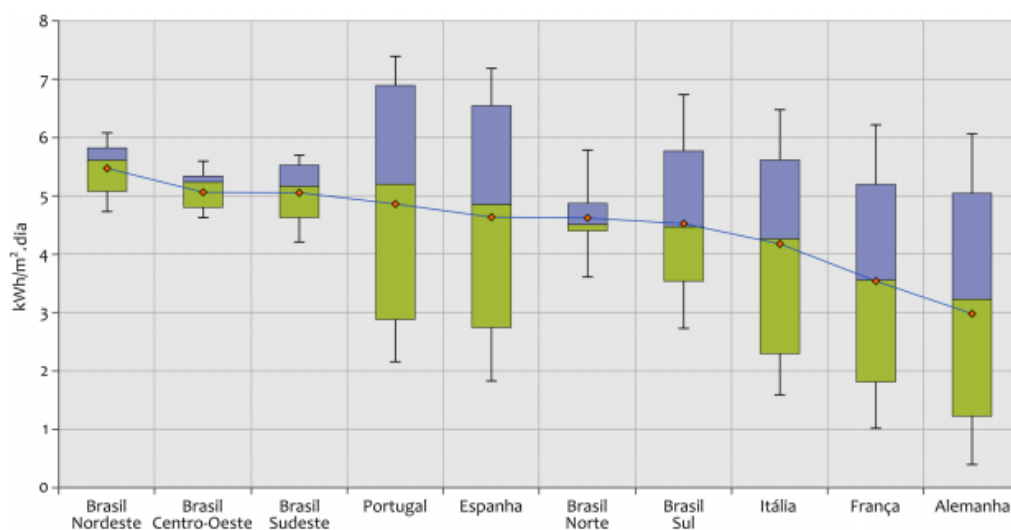
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energia Solar

A energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, é, indubitavelmente, uma das alternativas energéticas mais promissoras em busca de uma geração de energia renovável e sustentável. A energia solar produzida em um ano consegue atender mais que a demanda que a população precisa. Ao mencionar a energia solar deve-se lembrar que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Por exemplo, é devido ao aquecimento das massas de ar pelo sol que acontecem os ventos, dando origem a energia eólica. Além da energia do Sol ocasionar a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a consequente geração de hidroeletricidade. (NEOSLAR, 2016 e PINHO; GALDINO, 2014)

De acordo com a NEOSLAR (2016), no Brasil os índices de incidência de raios solares são altos e o país dispõe de grande quantidade de silício (principal matéria prima para produção de células fotovoltaicas). Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017), o país possui alto nível e baixa variabilidade de irradiação solar em comparação com países onde esta tecnologia já está bem estabelecida, como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. No gráfico da Figura 1 observa-se a comparação da variabilidade de irradiação global horizontal média mensal nas cinco regiões brasileiras com esses países. As linhas verticais representam os valores máximos e mínimos e os losangos vermelhos as médias. Ao analisar o gráfico, conclui-se que o Brasil apresenta níveis elevados de irradiação solar com baixa variabilidade, representando uma forte potência no que diz respeito a geração de energia solar.

Figura 1 – Comparativo das médias mensais da irradiação global horizontal do Brasil e em alguns países da Europa ($kWh/(m^2.dia)$)



Fonte – Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

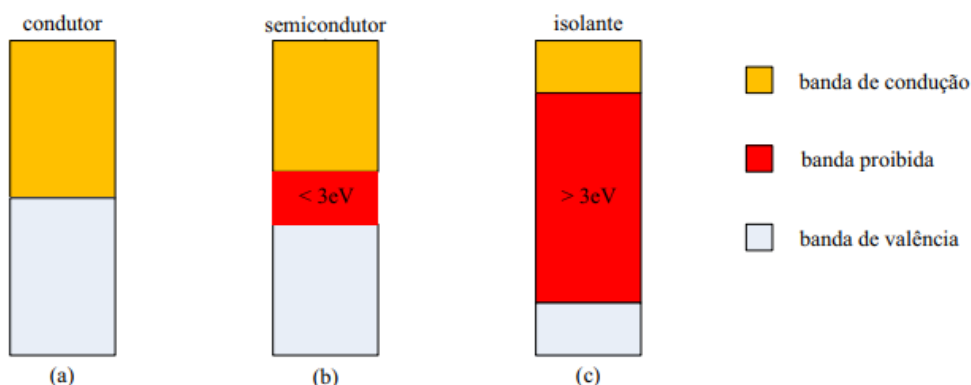
2.1.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta dos raios solares em eletricidade. O processo tem como base o Efeito Fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, como o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de um semicondutor quando submetido a luz visível. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão. (PINHO; GALDINO, 2014). As primeiras aplicações para energia fotovoltaica foram na área aeroespacial buscando o aumento da vida útil de naves e satélites lançados à órbita terrestre.

2.1.2 Efeito Fotovoltaico Aplicado à Energia Solar

Na natureza existem materiais classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente vazia. A separação (banda proibida) entre essas duas bandas de energia permitida dos semicondutores é da ordem de 1 a 3 eV, o que os diferencia dos materiais isolantes onde o gap (separação entre as bandas) é de vários eVs. A Figura 2 representa a estrutura da separação de bandas de um material condutor, semicondutor e isolante.

Figura 2 – Estrutura das bandas de energia em materiais (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.



Fonte - PINHO; GALDINO, 2014.

As principais junções PN de células solares são constituídas através de semicondutores como o silício. Átomos impuros podem ser adicionados à estrutura atômica do silício para aumentar sua condutividade. A Figura 3 indica esse processo que é chamado de dopagem.

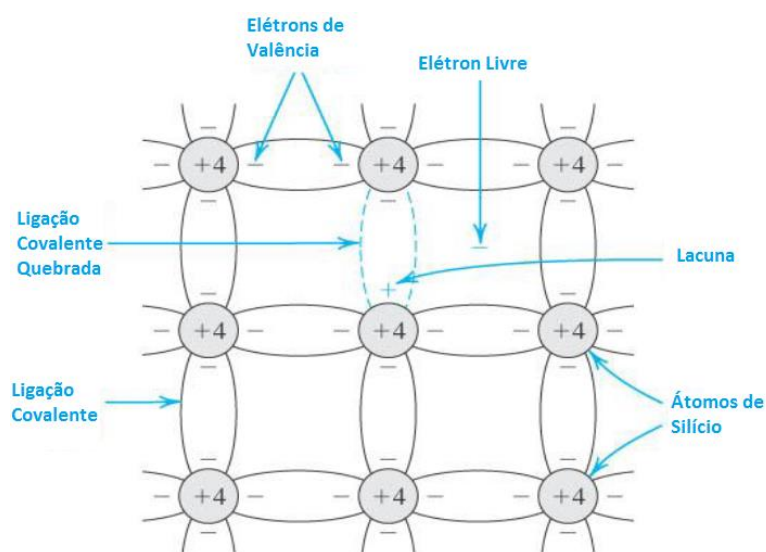
As cargas elétricas negativas (elétrons) são introduzidas por dopagem com átomos contendo mais elétrons do que o silício. Sendo adicionais à estrutura, esses elétrons não estão amarrados a ligações químicas e estão livres para se moverem. Da mesma forma, cargas positivas (lacunas) livres para se moverem são introduzidas através da dopagem com átomos contendo menos elétrons do que o silício. Sendo estas cargas móveis, elas carregam uma corrente elétrica.

A junção tipo N é caracterizada por ter elétrons livres e a tipo P por ter lacunas livres. Quando uma junção tipo N e uma junção tipo P são postas juntas, elas formam uma junção PN. Na junção PN elétrons podem atravessar a junção, deixando para trás cargas estáticas positivas nos átomos do sólido. No outro lado, elas ligam-se com as lacunas fazendo com que ambos desapareçam. Ao mesmo tempo, lacunas podem atravessar a junção, deixando para trás cargas estáticas negativas no sólido. No outro lado, elas ligam-se com elétrons e ambos desaparecem. Próxima à junção fica a região de depleção onde não há cargas transportadoras, mostrada na Figura 4.

As cargas estáticas negativas e positivas separadas indicam que há um campo elétrico atravessando a zona de depleção. Quando a energia da luz solar é absorvida pelo semicondutor, um elétron é deslocado e se torna um elétron transportador extra e uma lacuna extra. O campo elétrico desloca o elétron para a

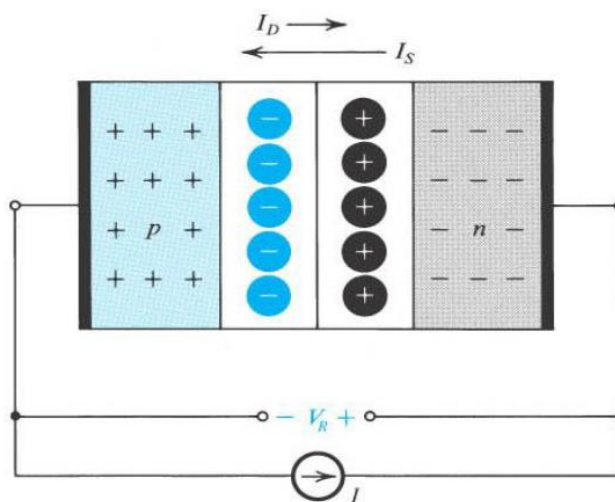
junção tipo N e a lacuna vá para a junção tipo P. Esse evento é conhecido como fotogeração de cargas transportadoras e ocorre em ambas as junções. A separação resultante de cargas positivas e negativas através da junção é chamada de diferença de potencial ou tensão. Conectar a célula solar a um circuito externo, permite que os elétrons e lacunas se desloquem pelo circuito e se recombinem, retornando ao sistema em sua condição inicial. O deslocamento das cargas pelo circuito forma uma corrente elétrica.

Figura 3 – Estrutura atômica do silício monocristalino.



Fonte – Adaptado de SEDRA; SMITH, 2004.

Figura 4 – Estrutura da junção pn de uma célula fotovoltaica.



Fonte – SEDRA; SMITH, 2004.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos

A classificação de sistemas fotovoltaicos (SF) considera como é feita a geração ou transmissão de energia elétrica. Pode-se afirmar que existem duas grandes vertentes principais, os sistemas isolados (Off-Grid) e os sistemas conectados à rede (On-Grid). Os dois sistemas podem estar acompanhados, ou não, de mais fontes de energia, neste caso, o sistema é chamado de Sistema Híbrido.

2.2.1 Sistemas Isolados

O sistema fotovoltaico isolado não tem qualquer tipo de conexão com a rede de distribuição de energia. Normalmente, necessita-se de um sistema de armazenamento, como baterias, usadas quando se deseja utilizar energia elétrica em períodos que não há geração fotovoltaica.

2.2.2 Sistemas Conectados à Rede

Nos sistemas conectados à rede de distribuição, não é necessária a utilização de armazenamento, pois a energia que é produzida pelo sistema é instantaneamente consumida pela carga, ou injetada diretamente à rede elétrica da concessionária para ser utilizada pelos demais consumidores ligados ao sistema de distribuição. Portanto, a rede local deve ser capaz de receber a energia gerada e os sistemas devem operar obrigatoriamente em corrente alternada na mesma frequência e tensão da rede. Para evitar acidentes com os técnicos das distribuidoras, no caso de manutenções nas linhas quando não há tensão na rede, o sistema fica inoperante mesmo com irradiação solar presente.

Dentro deste tipo de sistema é formalizada a geração distribuída (GD). A GD é uma fonte de energia elétrica conectada à rede de distribuição ou instalada no próprio consumidor.

No Brasil, a definição citada é orientada pelo Artigo 14º do Decreto nº 5.163/2004:

Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30MW; termelétrico, inclusive de cogeração com eficiência energética inferior a 75%.

A GD pode ser classificada em dois tipos: mini e microgeração distribuída. A microgeração distribuída é caracterizada por ser um sistema de geração de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW. Já a minigeração distribuída é um sistema com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3MW, para a fonte hídrica, ou 5MW para as demais fontes.

Todo estabelecimento, comercial ou residencial possui um sistema de medição para contabilizar a energia consumida da rede elétrica, configurando um medidor unidirecional. O sistema de medição da GD deve atender as mesmas especificações do consumidor “normal”, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional. A medição bidirecional é formada pelo medidor comum que realiza a medição que o consumidor usufrui da rede elétrica, além de uma medição da quantidade de energia injetada, também na rede elétrica. Essa medição de energia gerada é essencial para a utilização do inovador sistema brasileiro de compensação de energia elétrica.

Para facilitar o acesso à energia solar para estabelecimentos com pouco espaço físico para instalação dos módulos, existe o sistema de compensação de energia elétrica. Este sistema permite avaliar a quantidade de energia injetada na rede, e, se essa quantidade for maior que a energia consumida, o consumidor receberá crédito na concessionária em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo de energia da rede. Este crédito pode ser utilizado em até 60 meses após sua geração. Há ainda, a possibilidade de gerar a energia em um local e abater o consumo de outra localidade se as duas unidades consumidoras estiverem previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e de titularidade de

uma mesma pessoa jurídica ou física. Este processo é chamado de Autoconsumo remoto. É importante ressaltar que para consumidores conectados à baixa tensão, ou seja, grupo B, mesmo que a energia injetada na rede seja superior à energia consumida, este ainda pagará o custo de disponibilidade referente à sua ligação (30 kWh – monofásico, 50 kWh – bifásico ou 100 kWh – trifásico). O consumidor conectado à rede de alta tensão, ou seja, do grupo A, pagará a parcela da fatura correspondente à demanda contratada.

2.2.3 Fornecimento de Energia Elétrica

Consumidores do grupo A são aqueles que possuem alimentação em média tensão (superior a 2,3 kV, tipicamente 13,8 kV) e por meio de transformadores abaixadores adequam a tensão recebida a níveis usuais. A tarifa de energia elétrica deste tipo de consumidor é dividida em duas partes: paga-se pela energia consumida – kWh (variável) e paga-se também pela demanda contratada – kW (fixa). As tarifas de energia consumida e demanda contratada variam de forma horária, classificadas em horário de ponta e horário de fora ponta.

O horário de ponta é caracterizado pelo período de 3 horas consecutivas, definidas pela distribuidora, considerando a maior solicitação da rede. Em geral, no período compreendido entre as 18h00 e 21h00 dos dias de semana. O horário de fora ponta são todas as horas do dia não compreendidas dentro do horário de ponta.

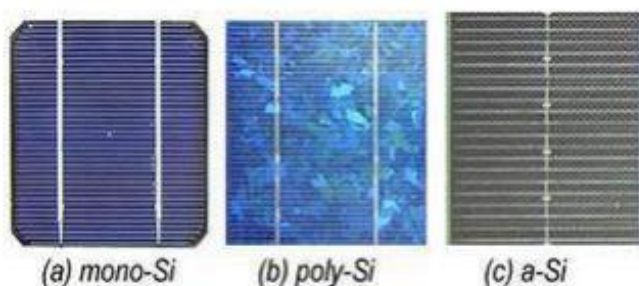
Inseridas na tarifação estão a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que cobre os custos com as instalações, equipamentos e componentes que transmitem a energia elétrica até o consumidor. E a Tarifa de Energia (TE) que cobre o custo de energia consumida.

A demanda contratada é tarifada pela estrutura física da rede de distribuição e está relacionada a potência máxima que pode ser demandada pela rede de distribuição, dada em kW. A demanda contratada deve ser paga integralmente, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. Caso em um determinado momento a demanda utilizada seja maior que o valor contratado, além de pagar pelo valor extra de ultrapassagem, o consumidor pagará também uma multa proporcional à ultrapassagem. A demanda pode ainda ser única (horo-sazonal verde) ou variável de acordo com o período do dia (horo-sazonal azul) – uma demanda contratada para o horário de ponta e outra para o fora ponta.

2.3 Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são as unidades básicas dos sistemas fotovoltaicos. Os sistemas são constituídos por células fotovoltaicas interligadas eletricamente e encapsuladas, mostradas na Figura 5, utiliza do efeito fotovoltaico para a produção de eletricidade. As células são conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente suficientes para a geração de energia.

Figura 5 – Células fotovoltaicas de diferentes tecnologias. (a) Silício monocristalino; (b) Silício policristalino; (c) Silício amorfo



Fonte – NEOSOLAR, 2016.

Geralmente, essas células individualmente possuem uma tensão entre 0,5 e 0,8V, no caso da produzida em silício. Portanto, é estritamente necessário que as células sejam dispostas em série e paralelo para que produzam valores de tensão e corrente suficientes para fornecer o valor da geração de energia adequado. O arranjo dessas células é denominado módulo fotovoltaico.

De acordo com os arranjos das células os módulos podem fornecer tensões nominais de 30 até 120V. Assim como as células, é necessário utilizar da associação de módulos em série e paralelo para produção de tensões e correntes necessárias à geração de energia.

Cerca de 55% da energia da luz solar não pode ser aproveitada pela maior parte das células fotovoltaicas. Desconsiderando perdas de refletividade, perdas de condução e perdas térmicas, o limite de eficiência de uma célula é de 33,7%. No âmbito comercial é utilizada uma eficiência de 27%.

Figura 6 – Módulo Fotovoltaico mono e policristalino de silício.



Fonte – NEOSOLAR, 2016.

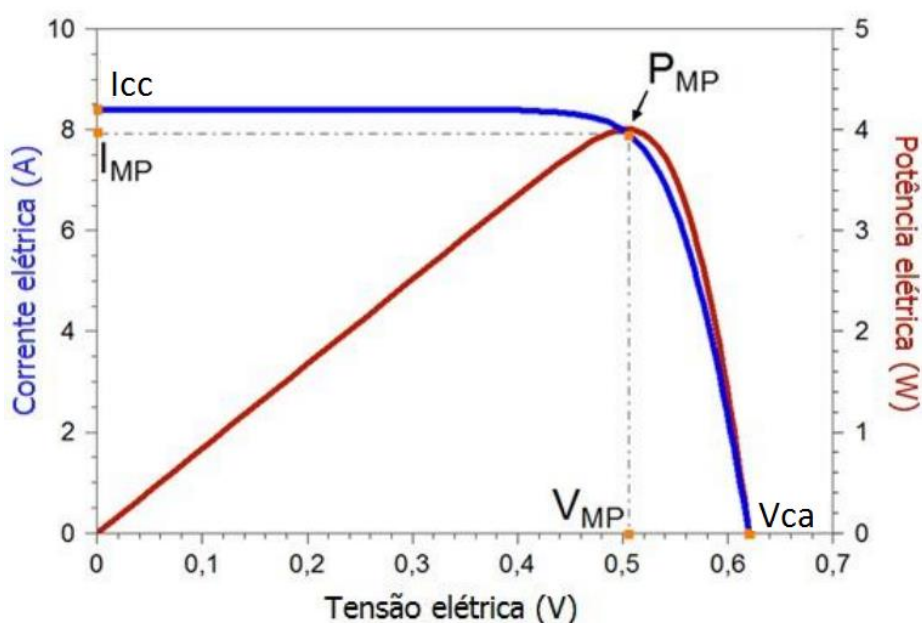
A vida útil dos módulos fotovoltaicos é cerca de 25 anos, e depende somente do encapsulamento. Entende-se como vida útil do módulo que sua capacidade de geração após 25 anos seja de 80% da capacidade nominal inicial.

A principal característica de um módulo fotovoltaico é sua potência de pico. Expressa em Wp (Watt pico), ela indica o pico de potência do módulo. Normalmente, os sistemas fotovoltaicos são caracterizados por suas potências de pico. Por exemplo, para uma microgeração distribuída de 50kWp, seria necessária a utilização de 148 módulos de 340Wp.

Para a caracterização de um módulo fotovoltaico é necessário o traçado da curva de corrente por tensão (IxV). A medição desses parâmetros é realizada com um voltímetro para a medição de tensão em circuito aberto e por um amperímetro para a medição da corrente em curto circuito. Normalmente, a curva traçada está relacionada às condições que foram obtidas (intensidade de radiação solar, temperatura etc.).

Ao observar a Figura 7 nota-se que para cada ponto, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. O ponto PMP caracteriza o produto entre a máxima tensão e máxima corrente onde será produzida a máxima potência pela célula, valor este, objetivado pelo sistema. Portanto, pode-se afirmar que os principais parâmetros que caracterizam um módulo fotovoltaico são os valores de potência máxima (PMP), tensão máxima (VMP), corrente máxima (IMP), tensão de circuito aberto (VCA) e corrente de curto circuito (ICC).

Figura 7 – Curva característica IxV típica de uma célula de silício monocristalino, normalizada pela corrente de curto circuito.

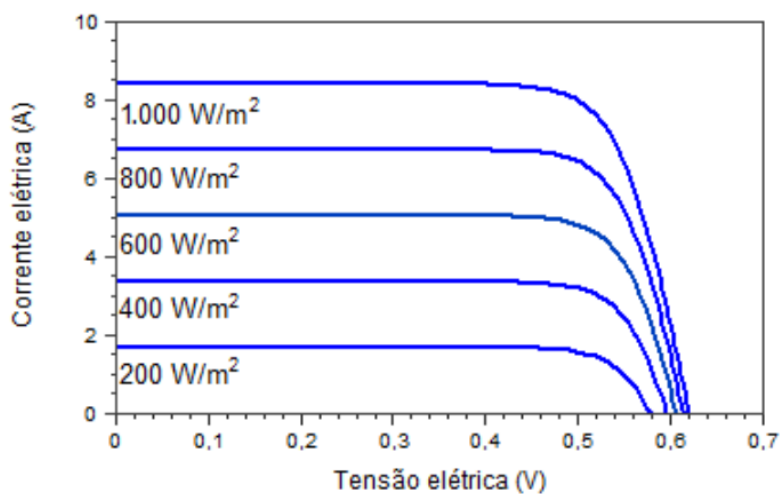


Fonte – Adaptada de PINHO; GALDINO, 2014.

Ao realizar o produto de V_{ca} por I_{cc} encontra-se a potência real do módulo, sendo esse valor sempre acima da potência que o módulo deve atingir. Portanto, o cálculo de eficiência do módulo é igual à divisão da potência real pela potência máxima.

O desempenho de módulos fotovoltaicos é influenciado pela intensidade luminosa (irradiância solar) e pela temperatura das células. Primeiramente, é realizado um ensaio variando-se a intensidade luminosa incidente no módulo. A partir desse ensaio, caracterizado na Figura 8 é possível afirmar que com o aumento da irradiância solar, a corrente elétrica que é produzida pelo módulo aumenta proporcionalmente.

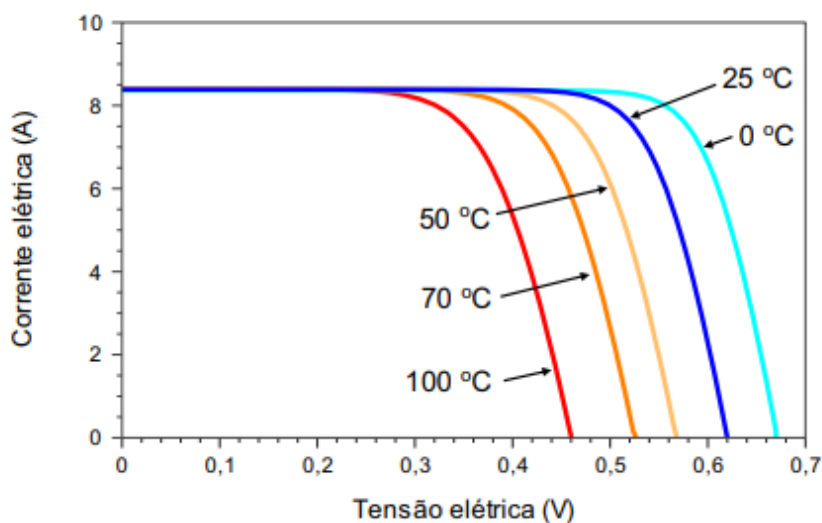
Figura 8 – Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V.



Fonte – NEOSOLAR, 2016.

Um segundo ensaio mostra a influência da variação da temperatura sobre um módulo fotovoltaico. Na Figura 9 é possível perceber que há uma significativa queda de tensão com o aumento da temperatura da célula.

Figura 9– Efeito do aumento de temperatura na curva característica I-V.



Fonte – PINHO; GALDINO, 2014.

2.4 Inversor

O inversor é um dispositivo que transforma a energia advinda dos módulos fotovoltaicos em forma de corrente contínua (CC) em energia elétrica em corrente alternada (CA). A energia CA precisa ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico de acordo com as cargas a serem alimentadas ou à rede em que está conectada.

Basicamente formados por dispositivos eletrônicos de chaveamento, os inversores recortam a corrente contínua em pulsos, gerando uma corrente alternada. A especificação do inversor a ser utilizado no sistema envolve principalmente a potência nominal de saída, que indica a potência que o inversor pode prover a carga em regime contínuo. Esse valor deve ser condizente com a potência de geração do sistema fotovoltaico. A tensão de entrada, que indica a tensão CC do inversor. A tensão de saída, especificada no Brasil para 127 ou 220V.

O inversor é construído para operar em paralelo com a rede elétrica – conectado à um barramento de um Quadro de Distribuição (QD), alimentando as cargas deste quadro e injetando o excedente de energia na rede elétrica.

Os inversores conectados à rede podem ser classificados da seguinte forma:

- Inversores centrais: trifásicos de potência elevada (entre centenas de kWp até MWp), utilizados em usinas fotovoltaicas.
- Inversores *Multistring*: trifásicos ou monofásicos com várias entradas independentes para conexão de fileiras de módulos adequadas à diferentes irradiâncias solares.
- Inversores de *String*: monofásicos com apenas uma entrada de fileira de módulos.
- Microinversores: onde cada módulo é integrado a um inversor próprio.

Uma das principais características de um inversor é o seguidor do ponto de máxima potência (MPPT). O arranjo fotovoltaico recebe diferentes níveis de radiação durante o dia. Esse fato, faz com que o ponto de máxima potência da curva I-V varie dentro de uma faixa. O MPPT é um controle eletrônico capaz de aumentar o rendimento da geração realizando o controle do ponto de operação por dispositivos seguidores do ponto de máxima potência. Ou seja, o MPPT opera de modo a regular

a tensão e a corrente de operação do conjunto de módulos fotovoltaicos a fim de obter o máximo produto $I \times V$, obtendo assim, a máxima potência do arranjo.

Figura 10 – Inversor solar.



Fonte – VILALVA, 2019.

2.5 Tributação da Energia Solar Fotovoltaica

A regulamentação das tarifas e impostos sobre a energia solar é conduzida pela ANEEL, principalmente, através da Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012. Ainda muito discutidas pelo governo, as tributações são constantemente atualizadas em revisões. Neste capítulo será focada a regulamentação da compensação de energia solar e tarifas pertinentes à fatura de energia elétrica.

2.5.1 Programa de Integração Social (PIS)

O PIS é um benefício pago a um trabalhador de uma empresa privada. E é através dele que o empregado terá acesso a benefícios como seguro-desemprego e FGTS. (PORTAL SOLAR, 2020). Através da Lei nº 13.169, de 6 de Outubro de 2015, o governo federal isentou a cobrança de PIS para a energia solar injetada na rede. (BRASIL, 2015)

2.5.2 Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

O COFINS é uma contribuição incidente sobre a receita bruta das empresas em geral, a qual abrange a previdência social, a saúde e a assistência social. (PORTAL SOLAR, 2020). Através da Lei nº 13.169, de 6 de Outubro de 2015, o governo federal isentou a cobrança do COFINS para a energia solar injetada na rede. (BRASIL, 2015)

2.5.3 Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

O ICMS incide sobre movimentações de mercadorias e serviços em geral, representando produtos de diversos segmentos como eletrodomésticos, cosméticos, alimentos, além de serviços de comunicação e transporte.

Em 2015 o Conselho Nacional da Política Fazendária (CONFAZ), através do Ajuste SINIEF 2, de 22 de Abril de 2015, revogou o convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede. A partir de então, cada estado passou a decidir pela tributação. Atualmente, para o Estado do Rio Grande do Sul, há a cobrança do ICMS de 30% sobre a energia injetada na rede para a tarifa TUSD.

3 PROJETO E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico envolve a orientação de módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, a demanda a ser atendida e a análise de sombreamento. O dimensionamento é o ajuste entre a energia radiante recebida do Sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica. Após dimensionar o sistema surgem as especificidades técnicas elétricas, onde o projetista atua.

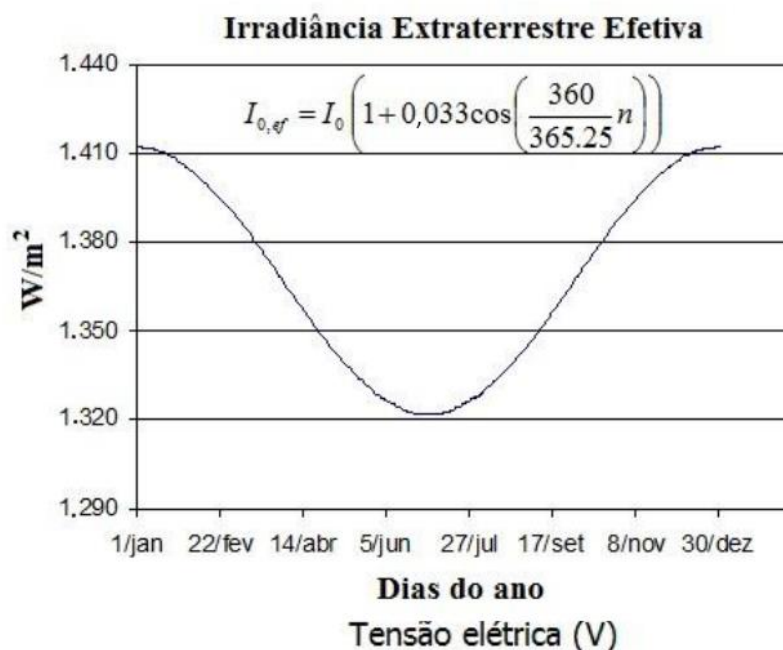
3.1 Avaliação Solar

A radiação solar é a energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas no vácuo. O termo “radiação solar” pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, irradiação solar.

Considerando-se as convenções para a declinação solar e a latitude, positivas ao Norte e negativas ao Sul do Equador, a diferença entre a declinação e a latitude determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma determinada localidade da Terra. (PINHO; GALDINO, 2014)

A irradiância solar que atinge a Terra é chamada de irradiância extraterrestre. É definida uma constante solar I_0 como o valor da irradiância extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares, e tem valor aproximado de 1367 W/m². A excentricidade da elipse que descreve a trajetória da Terra em torno do Sol resulta em uma variação no valor da irradiância terrestre ao longo do ano. A Figura 11 demonstra o comportamento anual da irradiância extraterrestre. (NEOSOLAR, 2016)

Figura 11 – Comportamento anual da irradiância extraterrestre.



Fonte – PINHO; GALDINO, 2014.

Onde, as variáveis da Equação demonstrada na Figura 11, representam:

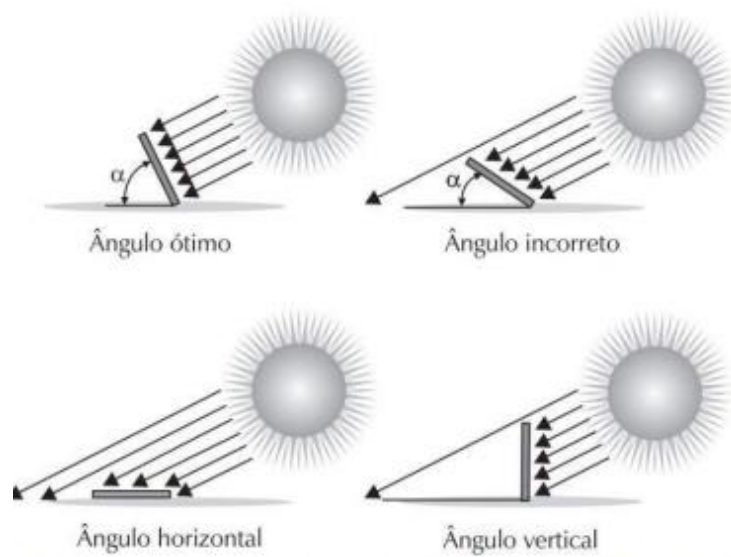
$I_{0,ef}$ – Irradiância Extraterrestre Efetiva.

I_0 – Constante Solar.

n – dia juliano.

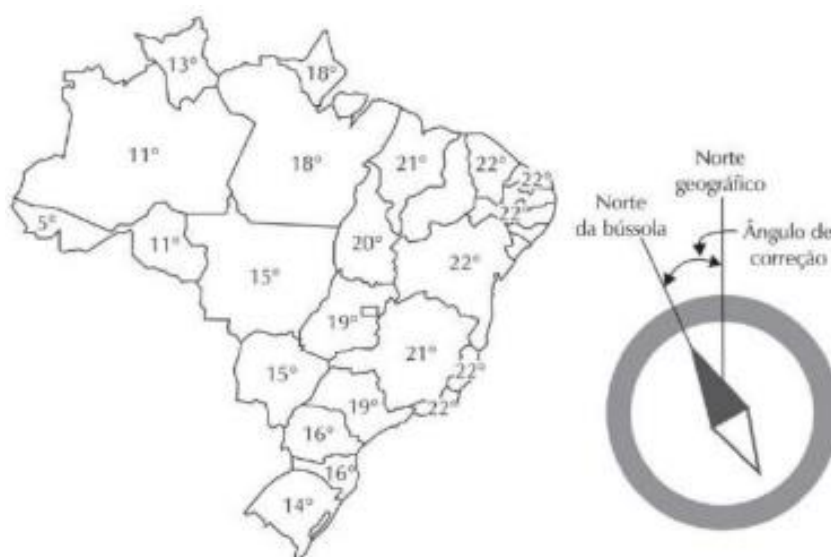
A eficácia dos módulos fotovoltaicos aumenta quando são instalados perpendicularmente aos raios solares, como ilustrado na Figura 12. Geralmente, para um melhor aproveitamento, é necessário que os módulos sejam apontados para a linha do equador. No caso de uma instalação no hemisfério Sul, a face dos módulos deve ser direcionada em relação ao norte verdadeiro. Em muitos locais, a direção do Norte Verdadeiro não é o mesmo do Norte Magnético que é indicado pela bússola, sendo necessário realizar a correção do referencial magnético. Para tal correção, é utilizada a declinação magnética da área de instalação que é obtida através de mapas e/ou programas computacionais, como ilustrado na Figura 13.

Figura 12 – inclinação de disposição de módulos.



Fonte – NEOSOLAR, 2016.

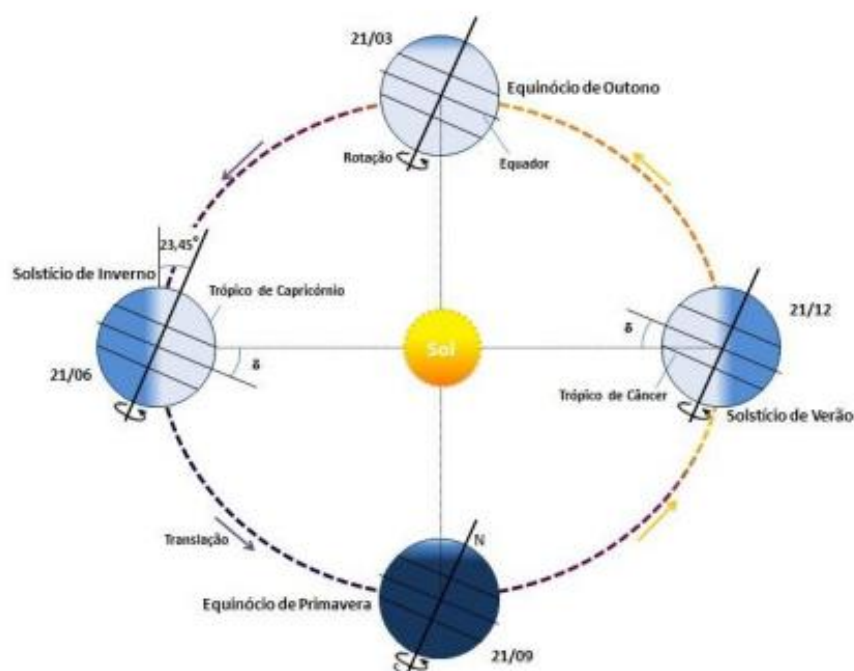
Figura 13 – Ângulo de correção de orientação dos módulos.



Fonte – NEOSOLAR, 2016.

Além da orientação, é necessário avaliar a inclinação dos módulos solares. Como ilustra a Figura 14, a Terra gira em um eixo de aproximadamente 23,45 graus, tal inclinação ocasiona dias mais longos ou mais curtos dependendo do período do ano. Essa situação varia a densidade de luz recebida por diferentes regiões da Terra provocando variações da quantidade de radiação solar recebida em diferentes períodos. Para maximização da energia gerada, a inclinação do módulo deverá ser igual à latitude do local onde será instalado.

Figura 14 – Órbita da Terra em relação ao Sol.



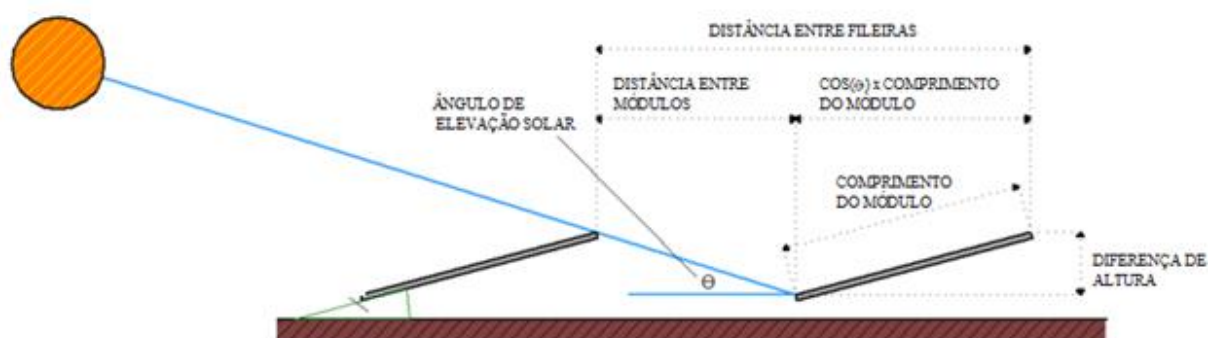
Fonte - PINHO; GALDINO, 2014.

3.2 Sombreamento

O sombreamento proveniente de objetos, árvores, ou prédios próximos aos módulos fotovoltaicos diminuem drasticamente o desempenho do sistema. Sombras sobre módulos fotovoltaicos diminuem a irradiância solar incidente, fazendo com que o módulo diminua sua produção. O sombreamento restringe o fluxo de elétrons que circulam pelo módulo, assim, a corrente é reduzida. Como os módulos estão ligados em série/paralelo, qualquer sombreamento proveniente em qualquer módulo ocasiona um efeito cascata diminuindo a produção de todo o sistema. Quando alguma fileira de células de um módulo estiver sombreada, a corrente produzida é desviada para outra fileira que está livre de sombra, descartando as células sombreadas.

Para usinas de solo, é necessário, ainda, ter uma atenção especial ao sombreamento proveniente de uma fileira de módulos em outra, como ilustra a Figura 15.

Figura 15 - Estudo de sombreamento entre módulos.



Fonte – Adaptado de DIEHL, 2020.

Primeiramente, é necessário calcular a diferença de altura da parte traseira do módulo em relação a superfície:

$$DIFERENÇA DE ALTURA = \text{sen}(\theta) * \text{COMPRIMENTO DO MÓDULO} \quad (1)$$

onde θ é o ângulo de inclinação do módulo em relação a superfície.

Para calcular o espaçamento entre fileiras de módulos é necessário obter as características do ângulo de elevação do Sol, previamente analisadas na aquisição do potencial energético solar.

$$DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS = \frac{DIFERENÇA DE ALTURA}{\tan(\hat{ÂNGULO DE ELEVAÇÃO SOLAR})} \quad (2)$$

3.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O limite de potência CA dos sistemas fotovoltaicos para consumidores do grupo A é a demanda contratada em kW. A compensação de energia injetada ocorre primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração. No caso de sistemas fotovoltaicos a geração ocorre no horário fora de ponta. A compensação de energia consumida no horário de ponta será contabilizada após a compensação total da energia consumida no horário de fora de ponta. Essa compensação é feita de acordo

com o fator de correção dado pelas tarifas de energia (TE) no horário de ponta e fora ponta.

Caso a potência CA do projeto ultrapasse a demanda contratada, será necessário um aumento de demanda junto à concessionária. O aumento da demanda fica condicionado à estrutura física do consumidor, sobretudo à potência do transformador de conexão com a rede de distribuição.

De acordo com a NEOSOLAR (2016), o dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico dependerá do consumo ou da compensação de crédito necessária para o consumidor.

A potência de um gerador fotovoltaico poderá ser calculada utilizando a Equação 3:

$$P_{pico} = \frac{E \cdot P_{sol}}{G_{POA} \cdot PR} \quad (3)$$

Onde,

P_{pico} representa a potência pico do gerador fotovoltaico (kWp);

E representa a energia consumida diariamente pelas cargas (kWh/dia);

P_{sol} representa a irradiância de referência (1kW/m²);

G_{POA} representa a irradiação diária no plano dos módulos (kWh/(m².dia));

PR representa a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico.

Para realizar a compensação de energia no horário de ponta é utilizado o fator de compensação:

$$FC = \frac{TE \text{ Ponta}}{TE \text{ Fora Ponta}} \quad (4)$$

Onde FC representa o fator de compensação, $TE \text{ Ponta}$ a tarifa TE no horário de ponta e $TE \text{ Fora Ponta}$ a tarifa TE no horário fora de ponta.

Portanto, para compensar os dois horários de consumo é necessário dimensionar um gerador que utilize do seguinte pressuposto:

$$E = \text{Geração Necessária} = \text{Média Fora Ponta} + (FC * \text{Média Ponta}) \quad (5)$$

3.4 Dimensionamento do Inversor conectado à rede

Segundo a NEOSOLAR (2016), considerando a potência do gerador fotovoltaico deve-se levar em conta o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). Este fator descreve a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do arranjo fotovoltaico. Portanto, o FDI de um sistema descreve quanto a potência máxima de saída do inversor representa em relação à potência dos módulos. A FDI é representada pela seguinte equação:

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (6)$$

Onde:

FDI representa o fator de dimensionamento do inversor;

P_{Nca} representa a potência nominal em corrente alternada do inversor (W);

P_{FV} representa a potência de pico do painel fotovoltaico (W).

Definidos pelos fabricantes e instaladores, normalmente, a potência do gerador e inversor são ajustadas a fim de que o FDI do inversor possua valores numa faixa inferior entre 0,75 e 0,85 e numa faixa superior de no máximo 1,30.

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento. A máxima tensão do sistema ocorre quando o módulo fotovoltaico está ainda em circuito aberto em baixas temperaturas. Isso pode acontecer durante o período de inverno, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura e o inversor ainda não se conectou à rede (NEOSOLAR, 2016).

O número de módulos associados em série deve atender as especificações de máxima tensão de entrada do inversor. Assim como o número de módulos associados em paralelo deve atender as especificações de máxima corrente de entrada do inversor.

3.5 Dimensionamento de cabos e proteção

O agrupamento de cabos em condutos, a temperatura ambiente, a resistividade térmica do solo e o método construtivo da linha determinam fatores de correção para a capacidade de condução de corrente (I_Z). Para cabos que formem séries fotovoltaicas ou que estejam expostos a radiação ultravioleta, deve-se seguir a norma ABNT NBR 16612:2020 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8kV CC entre condutores – Requisitos de desempenho. Cada método de instalação tem uma capacidade de dissipação térmica. O método é um fator de determinação da capacidade de condução de corrente. Deve-se sempre levar em conta o pior método de instalação que o circuito atravessa para a classificação segundo a tabela 33 da ABNT NBR5410:2004 Instalações elétricas de baixa tensão – Tipos de linhas elétricas.

Após determinar o método de instalação pode-se verificar a capacidade de condução de corrente (I_z) para cada seção de cabo seguindo a Tabela 39 da ABNT NBR5410.

O valor efetivamente utilizado para o dimensionamento dos condutores, na verificação da capacidade de condução de corrente, é a corrente corrigida. Essa corrente passa por correções para que seja adquirido um valor mais próximo do real de corrente passando pelos condutores. Essa correção é feita através dos chamados fatores de correção:

- Fator de Temperatura Ambiente (F_{TA}) - Tabela 40
- Fator de resistividade térmica do solo (F_{RS}) - Tabela 41
- Fator de agrupamento (F_{AC}) - Tabelas 42, 43 e 45

Segundo a ABNT NBR 16690 as seções mínimas dos condutores do arranjo fotovoltaico expostos à radiação UV e a temperaturas elevadas, próximos aos módulos fotovoltaicos ou os cabos das séries fotovoltaicas, baseadas na capacidade de condução de corrente, devem tomar como referência a mínima capacidade de corrente dos circuitos, conforme a Tabela 5 da NBR 16690 e a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme especificado na ABNT NBR 16612. Fatores de redução da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 16612. Os demais cabos do arranjo fotovoltaico devem tomar como referência a mínima

capacidade de corrente dos circuitos, conforme a Tabela 5 da NBR 16690, e a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme especificado na ABNT NBR 5410:2004, 6.2. Os fatores de redução da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 5410:2004, 6.2.

A tabela 5 da NBR 16690 indica que o cabo deve suportar no mínimo 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do arranjo.

A capacidade de condução de corrente corrigida (I_z') é obtida pela multiplicação dos fatores de correção pela corrente obtida na tabela de capacidade de condução:

$$I_z' = I_z * F_{TA} * F_{RS} * F_{AC}$$

A capacidade de corrente corrigida deve ser maior ou igual a corrente de projeto (I_b).

3.5.1 Proteção contra sobrecorrente em corrente alternada

Os condutores vivos devem ser protegidos por dispositivos automáticos contra sobrecarga e curto-circuito. Para isso, o dispositivo de proteção deve ter:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z$$

Onde I_2 é a corrente de atuação para o tempo convencional e I_n a corrente nominal do circuito.

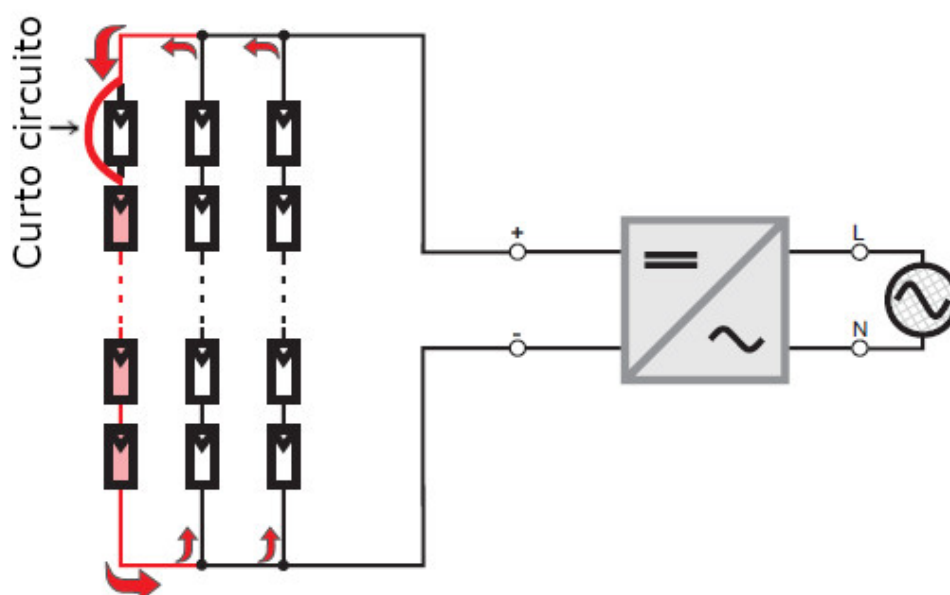
A proteção contra sobrecorrente pode ser fornecida por disjuntor ou fusível. Condutores em paralelos podem ser protegidos por um só dispositivo, desde que tenham a mesma seção, comprimento e não haja derivação.

3.5.2 Proteção contra sobrecorrente em corrente contínua

Os módulos fotovoltaicos podem ser equiparados a uma fonte de corrente proporcional à irradiação solar. A corrente de operação do módulo, por definição, não pode ultrapassar a corrente de curto-circuito I_{sc} . A corrente I_{sc} , determinada nas STC.

A proteção contra sobrecorrente num sistema fotovoltaico tem por objetivo evitar o fluxo de corrente reversa. Essa corrente surge quando há diferença de tensão entre as séries de um sub-arranjo em paralelo. A série fotovoltaica (fileira de módulos conectados em série) com menor tensão se comporta como uma carga do sistema. A proteção contra sobrecorrente é obrigatória quando há mais de duas séries fotovoltaicas entrando em paralelo no inversor e quando a corrente I_{sc} das séries de módulos em paralelo é maior do que a máxima corrente reversa admitida pela série afetada. (NBR 16690)

Figura 16 – Corrente reversa em série fotovoltaica



Fonte – VINTURINI, 2019.

De acordo com a NBR 16690, para a proteção de cada série:

$$1,5 * I_{sc} < I_n < 2,4 * I_{sc}$$

Onde I_n deve ser menor ou igual a máxima corrente reversa suportada pelo módulo. As séries fotovoltaicas podem ser agrupadas em paralelo e protegidas por somente um dispositivo somente se:

$$In > 1,5 * S * Isc$$

$$In < I_{m\acute{a}xima\ reversa\ suportada} - ((S - 1) * Isc)$$

Onde S é o número de séries em paralelo na mesma proteção

Para proteção de sub-arranjo:

$$1,25 * Isc_{sub-arranjo} < In < 2,4 * Isc_{sub-arranjo}$$

Em sistemas que não possuem aterramento funcional, os dispositivos de proteção contra sobrecorrente devem ser instalados em pelo menos um dos condutores vivos.

3.5.3 Proteção contra corrente de curto circuito

A corrente de curto circuito é causada por uma falha elétrica entre fases ou entre fase e aterramento. Tipicamente apresentam duração reduzida e alta intensidade.

A concessionária informa a corrente de curto-circuito do ponto de entrega da UC. De acordo com a NBR 16690, A energia máxima que um dispositivo de proteção contra curto-circuito suporta deve respeitar a equação

$$\int_0^t i^2 \cdot dt \leq k^2 \cdot S^2$$

Sendo a integral e Joule que o dispositivo deixa passar, em amperes por segundo. k^2s^2 é a energia capaz de elevar a temperatura do condutor até o limite permitido pela norma.

Para curtos de até 5s, a equação pode ser simplificada para:

$$i^2 t \leq k^2 S^2$$

3.5.4 Proteção contra sobretensão

Os dispositivos de proteção de surtos (DPS) protegem o sistema contra surtos de tensão injetados ou induzidos por descargas atmosféricas ou por manobras de rede. Apresentando uma impedância não linear entre a linha protegida e o aterramento, em operação normal, se comporta como um circuito aberto e quando submetido a uma sobretensão, se comporta como um circuito fechado, desviando a corrente de surto para o aterramento.

O surto de corrente causado pela sobretensão pode ser classificado a partir de sua onda típica que tem a forma de frente de onda de 10/350 μs , 8/20 μs ou 1,2/50 μs .

De acordo com a NBR5419 os DPS são classificados como:

- Nível 1 – proteção contra efeitos de parcela de corrente de descarga atmosférica direta (10/350 μs);
- Nível 2 – proteção contra efeitos conduzidos associados a uma corrente de impulso (8/20 μs);
- Nível 3 – proteção contra efeitos conduzidos associados a uma tensão de impulso (1,2/50 μs);

O inversor deve ser protegido do lado CC e CA por DPS do tipo 1+2 ou tipo 2 e no lado CC, um DPS para cada subcircuito para cada MPPT. Os sistemas fotovoltaicos tem corrente de curto-circuito baixa, próxima da corrente de operação nominal. Quando o DPS chega ao fim de sua vida útil, o dispositivo falha em curto-circuito. Portanto, o DPS deve possuir um fusível ou disjuntor interno que atue no momento de sua falha em curto circuito. Os DPS próprios para sistemas fotovoltaicos possuem tensão de operação em corrente contínua compatível com esses sistemas e possuem mecanismos internos para a falha seguram o final de sua vida útil.

3.6 Aterramento e equipotencialização – ABNT NBR5410

Todas as massas metálicas devem estar devidamente equipotencializadas e não se admite uso de dutos metálicos como condutor de aterramento. Deve ser capaz de conduzir correntes de faltas para a terra sem risco de dano térmico.

Em sistemas fotovoltaicos um dos polos do arranjo pode ser aterrado por motivos funcionais, e é inclusiva requisito para algumas tecnologias de painéis. Só é

permitted functional grounding if there is galvanic separation between the DC and AC sides (typically inverter with internal transformer). If functional grounding is present, there must be a device and automatic disconnection of the grounding conductor in the event of a fault. In the grounding design, at least one ring is used for equipotentialization of bare copper cable of 50 mm² surrounding each sector, interconnected to one or more smaller rings, which serve the panels with inverters, transformers... Rings of different sectors interconnected to each other and to the grounding of the transformers (when separated) or of the collector substation.

4 IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO

A implementação do projeto tem por objetivo concretizar todas as etapas envolvidas na concepção e elaboração inicial do projeto, seu planejamento, construção, montagem e fornecimento completo de uma usina solar.

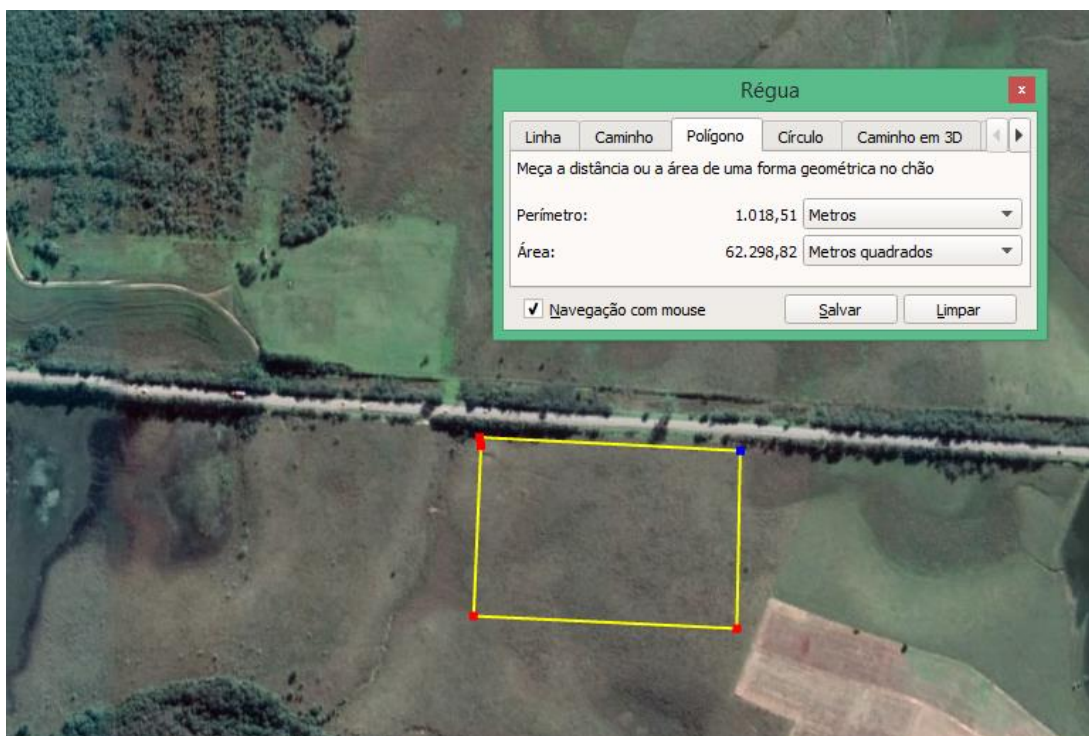
Inicialmente é definida a localização e realizada uma avaliação do potencial energético solar do local escolhido. Na sequência, de posse do consumo elétrico a ser compensado, faz-se um dimensionamento básico do sistema. A escolha dos módulos, caixas de junção e inversores é feita após o dimensionamento básico e, por fim, é feito o projeto elétrico completo.

4.1 Localização e Avaliação do Potencial Energético Solar

O gerador fotovoltaico se encontrará em um terreno da Estação Experimental Agronômica da UFRGS, localizada na Rodovia BR-290, Km 146, Eldorado do Sul. Pela grande quantidade de área aberta, a Estação Agronômica é a melhor localidade de posse da UFRGS para a construção de uma usina de solo.

Utilizando o software Google Earth (GE), que apresenta um modelo tridimensional do planeta Terra a partir de imagens de satélite, foi selecionada uma área de aproximadamente 62 mil metros quadrados para a construção da usina, ilustrada na Figura 17. A partir do GE foram obtidas as coordenadas geográficas do terreno de Latitude $30^{\circ} 6'17.72''S$ e Longitude $51^{\circ}40'42.01''$. Para avaliação do potencial solar, as coordenadas foram inseridas no programa SunData v 3.0 (CRESESB, 2018), conforme ilustra a Figura 18. Capaz de calcular a irradiação solar diária média em qualquer ponto do território nacional, este programa faz uso da base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017).

Figura 17 – Área definida para a construção da usina.



Fonte – Google Earth, 2020.

Figura 18 – Inserção das coordenadas geográficas no programa SunData.

Coordenada Geográfica

Latitude **Longitude**

30 ° 6 ' 17.72 " Sul 51 ° 40 ' 42.01 " Oeste

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

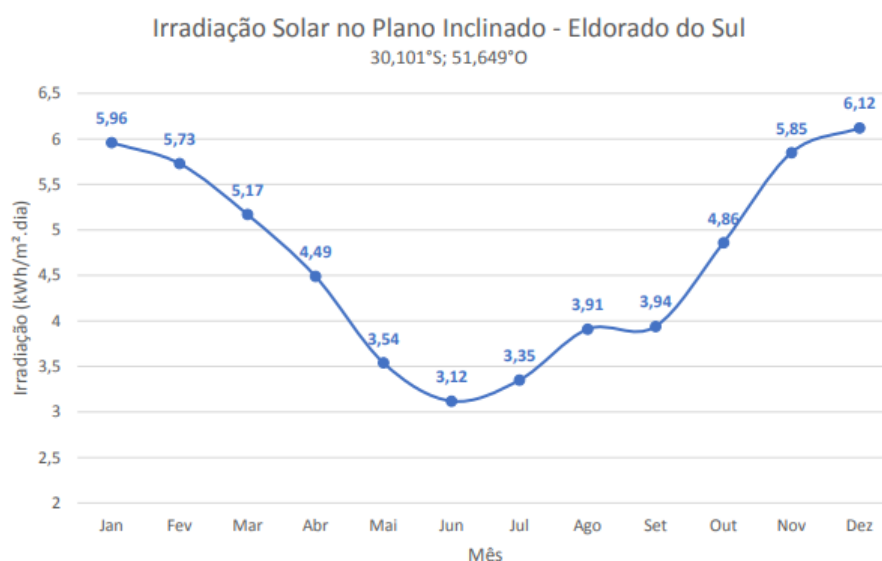
Fonte – CRESESB, 2018.

O Quadro 1 informa a relação entre a inclinação do painel solar e a irradiação solar diária média captada. É possível observar que para obter a maior média anual de irradiação, de 4,67 kWh/(m².dia), é necessário que o módulo fotovoltaico esteja inclinado em 23° na direção norte. O gráfico da Figura 19 mostra o comportamento da irradiação solar mensal no plano inclinado de 23°. É claramente perceptível que há uma razoável diminuição de irradiação concentrada no período de inverno, quando os dias são mais curtos e o Sol está em uma angulação menor em relação ao horizonte.

Quadro 1 – Relação entre inclinação do módulo e irradiação solar.

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,42	5,83	4,85	3,80	2,75	2,32	2,53	3,21	3,62	4,84	6,22	6,71	4,42	4,39
<input type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	30° N	5,69	5,58	5,15	4,59	3,69	3,29	3,52	4,03	3,96	4,77	5,62	5,82	4,64	2,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	23° N	5,96	5,73	5,17	4,49	3,54	3,12	3,35	3,91	3,94	4,86	5,85	6,12	4,67	3,00
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	50° N	4,68	4,83	4,78	4,60	3,90	3,57	3,77	4,13	3,76	4,23	4,68	4,71	4,30	1,26

Fonte – CRESESB, 2018.

Figura 19 – Comportamento da irradiação solar no plano inclinado de 23°.

Fonte – CRESESB, 2018.

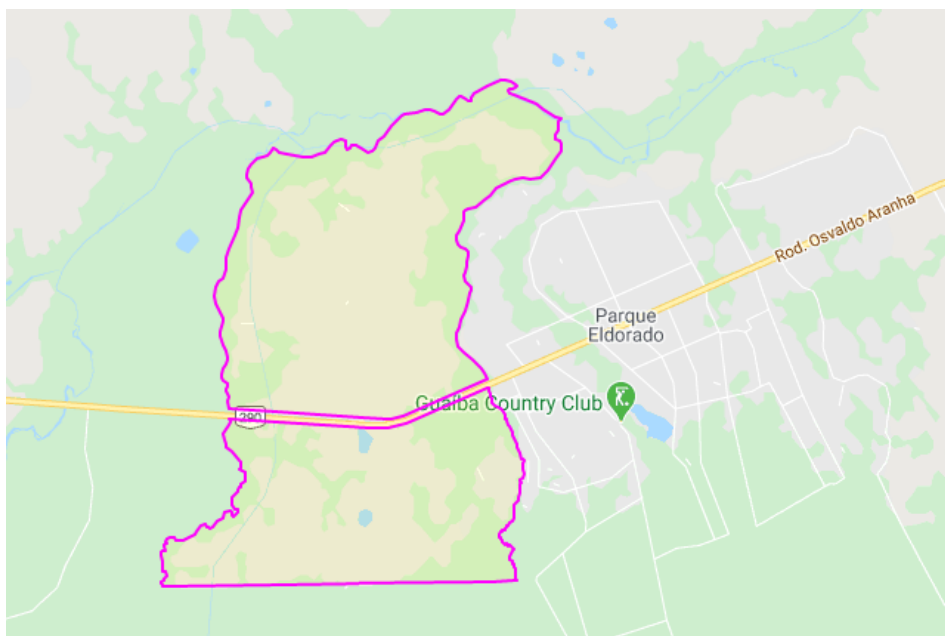
Portanto, a partir do relatório gerado pelo SunData, para obter a maior média anual de irradiação solar diária, ou seja, a maior geração de energia elétrica proveniente da irradiação solar, é necessário que os módulos estejam inclinados em 23° direção norte.

4.2 Dimensionamento do Sistema

O sistema proposto visa compensar o consumo de energia de três unidades consumidoras (UC) em Média Tensão (MT) da UFRGS. A primeira UC é denominada de Eldorado, está localizada na Rodovia BR-290, Km 146 em Eldorado do Sul e será o local de instalação da usina solar. A segunda UC é denominada de Quarteirão 1, está localizada na rua Sarmento Leite, 455 em Porto Alegre e será compensada a partir da modalidade de autoconsumo remoto. A terceira UC é denominada Quarteirão 2, está localizada na rua Sarmento Leite, 450 em Porto Alegre e será compensada,

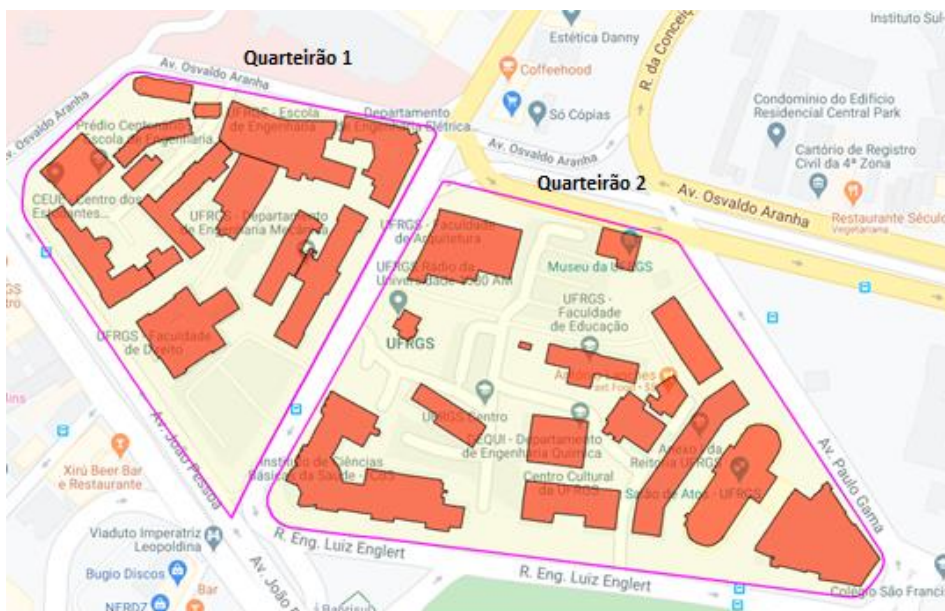
também, a partir da modalidade autoconsumo remoto. A área de abastecimento das três unidades consumidoras pode ser observada nas Figuras 20 e 21.

Figura 20 – Unidade Consumidora de Eldorado



Fonte – UFRGS, 2020

Figura 21 - Unidades consumidoras do Campus Central



Fonte – Adaptado de UFRGS, 2020

Fornecidas pela Superintendência de Infraestrutura (SUINFRA) da UFRGS, no Quadro 2, podem ser observadas as médias de consumo, demanda contratada e modalidade tarifária das três UC's.

Quadro 2 – Dados técnicos das UC's

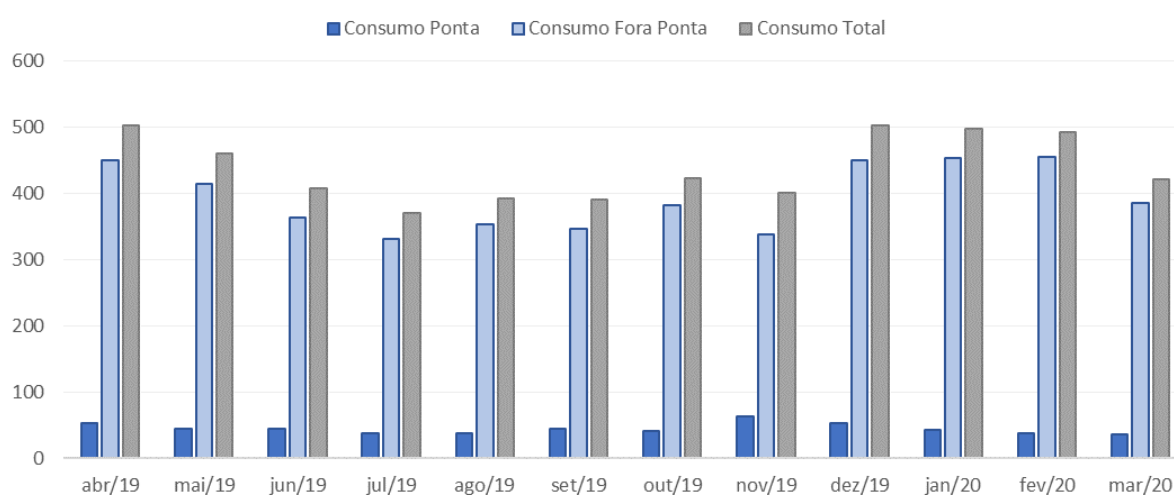
Unidade Consumidora	Média Mensal Fora Ponta	Média Mensal Ponta	Demanda Contratada	Tarifa
Quarteirão 1	203798 kWh	23225 kWh	1300 kW	HSV-A4
Quarteirão 2	177112 kWh	20078 kWh	950 kW	HSV-A4
Eldorado	13171 kWh	1482 kWh	60 kW	HSV-A4

Fonte - SUINFRA, 2020

O gráfico da Figura 22 ilustra a soma do histórico de consumo elétrico mensal das três unidades consumidoras separados em seus horários tarifários e em sua totalidade.

Figura 22 – Histórico de consumo mensal de Eldorado, Quarteirão 1 e Quarteirão 2

Histórico de Consumo das Unidades Consumidoras (MWh)



Fonte – Elaborado pelo autor

Buscando liquidar todo o consumo elétrico, é proposto um gerador que atenda a demanda dos horários de ponta e fora ponta das três unidades consumidoras. Portanto, de posse das tarifas TE Ponta e TE Fora Ponta é possível realizar o

dimensionamento do sistema para que haja compensação de energia no horário de ponta. Para tal, é analisada a Resolução Homologatória nº 2.640, de 19 de Novembro de 2019 (ANEEL, 2019). Este documento homologa o resultado do reajuste tarifário anual referente à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, atual distribuidora de energia elétrica das UC's em questão. No Quadro 3, encontra-se a tarifação TE e TUSD regida pela CEEE-D.

Quadro 3 – Tarifas de Aplicação para o Subgrupo A4 Verde

Subgrupo	Modalidade	Acessante	Posto	Tarifas de Aplicação		
				TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4(2,3 a 25kV)	Verde	NA	P	0,00	1.090,00	425,01
			FP	0,00	72,53	252,46
			NA	18,89		

Fonte – Adaptado de ANEEL, 2019

Usando a Equação 4 da seção 3.3 para determinar o fator de compensação de energia no horário de ponta tem-se:

$$FC = \frac{TE\ Ponta}{TE\ Fora\ Ponta} = \frac{425,01}{252,46}$$

$$FC = 1,68347$$

Portanto, a geração de energia mensal necessária para liquidar o consumo de energia elétrica de Eldorado é obtida pela Equação 5 da Seção 3.3:

$$E = \text{Geração Necessária} = \text{Média Fora Ponta} + (FC * \text{Média Ponta})$$

$$E_1 = 13171 \text{ kWh/mês} + (1,68347 * 1482 \text{ kWh/mês})$$

$$E_1 = 15667,72 \text{ kWh/mês}$$

Realizando o mesmo cálculo para o Quarteirão 1 e o Quarteirão 2, obtém-se:

$$E_2 = 203798 \text{ kWh/mês} + (1,68347 * 23.225 \text{ kWh/mês})$$

$$E_2 = 242896,59 \text{ kWh/mês}$$

$$E_3 = 177112 \text{ kWh/mês} + (1,68347 * 20078 \text{ kWh/mês})$$

$$E_3 = 210912,71 \text{ kWh/mês}$$

Ao somar a energia necessária em Eldorado, Quarteirão 1 e Quarteirão 2, obtém-se energia total necessária para compensar o consumo elétrico das três unidades consumidoras.

$$E_1 + E_2 + E_3 = E = 469477,02 \text{ kWh/mês}$$

Por fim, utilizando a Equação 3 da Seção 3.3 para calcular a potência do gerador fotovoltaico tem-se:

$$P_{pico} = \frac{E \cdot P_{sol}}{G_{POA} \cdot PR} = \frac{469477,02 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{1 \text{ kW}}{\text{m}^2}}{4,67 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}} * 0,8}$$

$$P_{pico} = 4188,76 \text{ kWp}$$

Sendo P_{pico} , a potência mínima do gerador para atingir a demanda de energia necessária.

4.3 Escolha do Módulo Fotovoltaico

Atualmente, os módulos fotovoltaicos de maior potência estão na faixa dos 440 W. Para este projeto foi escolhido o módulo CS3W-405P da fabricante chinesa Canadian Solar. Arranjado com células policristalinas, esse módulo possui 405 W de potência nominal e dimensões de 2108 mm de altura, 1048 mm de largura e 40 mm de profundidade.

Figura 23 – Módulo CS3W-405P, Canadian Solar.



Fonte – SICES, 2018.

A Tabela 1 informa os principais dados, em STC (*Standard Test Conditions*), que serão utilizados durante o projeto.

Tabela 1 – Dados Técnicos do módulo CS3W-405P.

Dados Elétricos do Módulo Fotovoltaico	
Modelo	CS3W-405P
Potência Nominal	405W
Tensão de Circuito em Aberto	47,4V
Corrente de Curto-circuito	10,98A
Máxima Tensão de Operação	38,9V
Máxima Corrente de Operação	10,42A
Eficiência do Módulo	18,33%
Dimensões	2108 X 1048 X 40mm

Fonte - Adaptado de SICES, 2018.

Os dados técnicos completos do módulo escolhido encontram-se no Anexo A.

4.4 Escolha da *String Box* e *String Control*

A *String Box*, ou, caixa de junção, em português, é um dispositivo que permite unir diversas *strings* (séries de módulos fotovoltaicos) em paralelo para conexão com

a entrada do inversor. Além de auxiliar na ligação com o inversor, esse equipamento acomoda dispositivos de proteção e chave seccionadora.

A *String Control*, ou Caixa de Controle, é o equipamento responsável pela medição e monitoramento da corrente de cada conjunto de módulos em série. Para usinas de grande porte, é fundamental que exista um controle preciso de geração de cada string para eventuais manutenções.

Para o tamanho da usina solar definido, a disposição de uma grande quantidade de painéis solares é inevitável. Para comportar um número elevado de séries de módulos foi escolhida a StringBox M24 da fabricante Ingeteam. O dispositivo tem capacidade para 24 entradas, corrente máxima por entrada de 12 A e tensão de entrada máxima igual a 1500 V. Além da função *String Box*, este equipamento é equipado com uma porta serial RS485 para realizar o monitoramento das correntes das *strings* fotovoltaicas. No Anexo B é possível verificar os dados técnicos completos da caixa de junção escolhida.

4.5 Escolha do inversor

Neste projeto é utilizado o conceito do inversor central, próprio para grandes usinas. Em busca de um inversor com potência elevada e confiabilidade de operação foi definida a utilização do inversor IngeconSun 500TL da fabricante Ingeteam. Todos os dados técnicos podem ser observados no Anexo C. Na Tabela 2 encontram-se os principais dados utilizados no projeto deste inversor.

Tabela 2 – Dados Técnicos inversor IngeconSun 500TL

Dados Elétricos do Inversor Central	
Modelo	IngeconSun 500TL
Máxima Tensão CC de Entrada	900 V
Faixa de Tensão MPPT	450-750 V
Máxima Corrente de Entrada	1429 A
Número de entradas CC protegidas	16
Número de MPPT	4
Potência Nominal CA	500 kW
Corrente Nominal CA	1472 A
Tensão de saída Nominal	220 V

Fonte - INGETEAM

4.6 Arranjo de Módulos e Fator de Dimensionamento do Inversor

Para compensar a energia necessária a longo prazo, foi estabelecido um acréscimo na potência do sistema de 10,22%, visando equilibrar a degradação dos painéis solares, que, com o passar do tempo geram cada vez menos energia. O aumento da potência do sistema também é realizado pela compatibilização entre a potência de módulos, caixa de junção e inversores.

Adotando o painel solar de 405W, pode-se definir o número de módulos dividindo a potência do gerador pela potência de cada módulo:

$$n = \frac{4665,6kWp}{405Wp} = 11.520 \text{ módulos}$$

Sendo n o número de módulos.

A escolha da quantidade de módulos em série foi baseada no limite de operação do inversor escolhido, que possui tensão de entrada máxima igual a 900 V e tensão de entrada máxima por MPPT de 750 V. Sabendo que as tensões em série dos módulos são somadas e utilizando a tensão de circuito aberto do módulo escolhido para cálculo, define-se que o número máximo de módulos em série é dado por

$$n_s = \frac{750 V}{47,4V} = 15,82 \text{ módulos}$$

Sendo ns o número máximo de módulos em série.

A tensão total de 15 módulos de 405W da fabricante Canadian Solar em série é de 711 V. Dessa forma, serão utilizadas séries de 15 módulos, admitindo a tensão máxima de entrada do inversor (750 V) e da caixa de junção (1500V).

A inserção de *strings* em paralelo é dependente da corrente de entrada máxima da caixa de junção e do inversor, pois as correntes se somam em paralelo. Portanto, a partir dos dados da caixa de junção escolhida, com corrente máxima por entrada de 12 A e 24 entradas no total, é possível inserir no inversor 24 séries fotovoltaicas em paralelo. Para validar os parâmetros de corrente máxima de entrada na caixa de junção, admite-se a corrente de curto circuito do módulo de 10,98 A. Como

esta corrente é menor que a corrente de entrada da caixa de junção, tem-se um casamento dos dois equipamentos.

Concluindo essa etapa, em cada caixa de junção, são conectados 24 blocos em paralelo de 15 módulos em serie, como ilustrado na figura 6. Portanto, em sua totalidade são 360 módulos, com potência equivalente de 145,8 kWp por caixa de junção.

Baseado no range de entrada recomendado pelo fabricante do inversor (entre 566 e 659 kWp), pode-se inserir uma caixa de junção em cada MPPT. Portanto, serão utilizadas 4 entradas de 145,8kWp, resultando em 583,2 kWp de entrada em cada inversor. Em busca da potência de pico total do sistema, serão utilizados 8 inversores com a mesma potência de entrada, ou seja $8 * 583,2 = 4665,6$ kWp.

O fator de dimensionamento (FDI) do inversor é avaliado a partir da equação 6, da Seção 3.4:

$$FDI = \frac{583,2 \text{ kW}}{500 \text{ kW}} = 1,1664$$

Um FDI de 1,1664 está dentro da faixa tolerada especificada na Seção 3.4.

A corrente de saída de cada inversor é calculada por

$$I_{saída} = \frac{P_{saída}}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$$

Onde V é a tensão de saída do inversor, P a potência de saída e $\cos\varphi$ o fator de potência controlado pelo inversor.

$$I_{saída} = \frac{583,2 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 220 * 1}$$

$$I_{saída} = 1530 \text{ A}$$

4.7 Cabeamento de Corrente Contínua

Seguindo as normas da NBR 16690 e 16612 para dimensionamento de condutores de origem fotovoltaica, o dimensionamento dos condutores provenientes

das fileiras de módulos até a caixa de junção é iniciado a partir da obtenção dos dados do ANEXO A. Pelo datasheet do módulo fotovoltaico selecionado, pode-se averiguar uma corrente de curto circuito igual a 10,98 A, a tensão de circuito aberto igual a 47,4 V e a maior corrente nominal do dispositivo de proteção da *string* igual a 20 A.

A NBR 16690 indica a necessidade de dispositivos contra sobrecorrente para arranjos com mais de três *strings* em paralelo, na qual, o valor nominal do dispositivo deve respeitar a Equação

$$1,5 * 10,58 < I_n < 2,4 * 10,58$$

$$15,87 A < I_n < 25,39 A$$

No entanto, o dispositivo de proteção deve ter corrente nominal igual ou menor a corrente reversa máxima suportada pelo módulo (20 A). Portanto, de posse de uma caixa de junção que já possui fusíveis em suas entradas, opta-se por fusíveis de 20 A.

Os 48 condutores das 24 *strings* (1 positivo e 1 negativo para cada *string*) estarão enterrados no solo em eletrodutos flexíveis. Havendo um agrupamento de 24 circuitos, a uma temperatura ambiente de 40°C, deve-se considerar um fator de correção de agrupamento dado pela NBR 5410 igual a 0,38. Escolhendo um condutor de 6mm², observando a Tabela C.8 do ANEXO C, na NBR 16612, nota-se uma capacidade de condução de corrente igual a 64 A. Portanto, a corrente corrigida será igual a

$$I_z' = 64 * 0,38 = 24,32 A$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida é maior que a corrente de projeto (10,98 A) e maior que a corrente nominal do fusível da caixa de junção (20 A), o cabo de 6mm² pode ser usado com segurança.

Após a paralelização das *strings* na caixa de junção, um novo condutor CC é ligado da saída caixa até o inversor. Sabendo que, as *strings* paralelizadas possuem 711 V de tensão de circuito aberto, 263,52 A de corrente de curto circuito, e que os cabos estão enterrados em eletrodutos, pode-se seguir a norma NBR 5410. Considerando a temperatura no solo igual a 30°C e a resistividade térmica de 2,5

K.m/W, utilizar-se-á um fator de temperatura igual a 0,93. A NBR 16690, indica que o cabo deve suportar no mínimo 1,25 vezes a corrente de curto circuito do arranjo, portanto

$$I_{z'} = 263,52 * 1,25 = 329,4$$

Logo, para encontrar a capacidade de condução de corrente usa-se

$$329,4 = I_z * 0,93$$

$$I_z = 354,19 A$$

Analisando a Tabela de capacidade de condução de corrente, obtém-se então, que a seção mínima do condutor deve ser igual a 185 mm².

4.8 Cabeamento de Corrente Alternada

O condutor de saída do Inversor deve estar preparado para receber a corrente de saída encontrada na Seção 4.6 igual a 1530 A. Sabendo que, os inversores centrais estarão dispostos juntamente com os transformadores em uma cabine especializada, o método de instalação será por condutores encaminhados em leito.

Utilizando o critério da capacidade de condução de corrente, de acordo com a Tabela 33 da NBR 5410, são necessários quatro condutores de 150 mm² em paralelo por fase para atender a corrente especificada.

4.9 Sombreamento e disposição de módulos

Em usinas de grande porte são utilizadas, normalmente, estruturas metálicas para fixar os módulos fotovoltaicos no solo, exemplificadas nas Figuras 24 e 25.

Figura 24 – Estrutura de fixação para solo.



Fonte – SUNTECO, 2020

Figura 25 – Estrutura de fixação para solo.



Fonte – SOLSTÍCIO, 2019.

No dimensionamento de uma usina de solo é necessário determinar a distância entre as fileiras de módulos, buscando evitar o sombreamento proveniente das próprias estruturas. Para determinar a distância entre fileiras, faz-se uso da Figura 8.

Observando a Figura 15, é possível calcular a diferença de altura do módulo para a superfície a partir da Equação da seção 3.2.

$$\textit{Diferença de Altura} = \textit{sen}(\theta) * \textit{comprimento do módulo}$$

$$\textit{Diferença de Altura} = \textit{sen}(23^\circ) * 2,108 \textit{ m} = 0,8236 \textit{ m}$$

Sendo θ a inclinação do módulo, visto anteriormente que, para a maior média de produção anual, deve ser 23° . E o comprimento do módulo pode ser obtido através da Tabela 1.

Somando a altura do suporte que tem por padrão 0,5 m tem-se:

$$\textit{Diferença de Altura} = 0,8236 \textit{ m} + 0,5 \textit{ m} = 1,32 \textit{ m}$$

Para dar sequência à verificação da distância entre fileiras de módulos, foi utilizado o conceito do ângulo solar. Utilizando o programa SunPosition (SUNEARTHTOOLS, 2020) é possível determinar a angulação solar para qualquer dia do ano. A maior projeção de sombra, ou o menor ângulo solar, é o ângulo que ocorre no solstício de inverno. De acordo com o programa, às 17h do dia 21 de junho tem-se o pior ângulo do ano de $16,07^\circ$. Portanto, utilizando este ângulo na Equação 2 da seção 3.2. obtém-se:

$$\textit{Espaçamento entre fileiras de módulos} = \frac{\textit{Diferença de altura}}{\tan(\textit{ângulo de elevação do Sol})}$$

$$\textit{Espaçamento entre fileiras de módulos} = \frac{1,32}{\tan(16,07^\circ)}$$

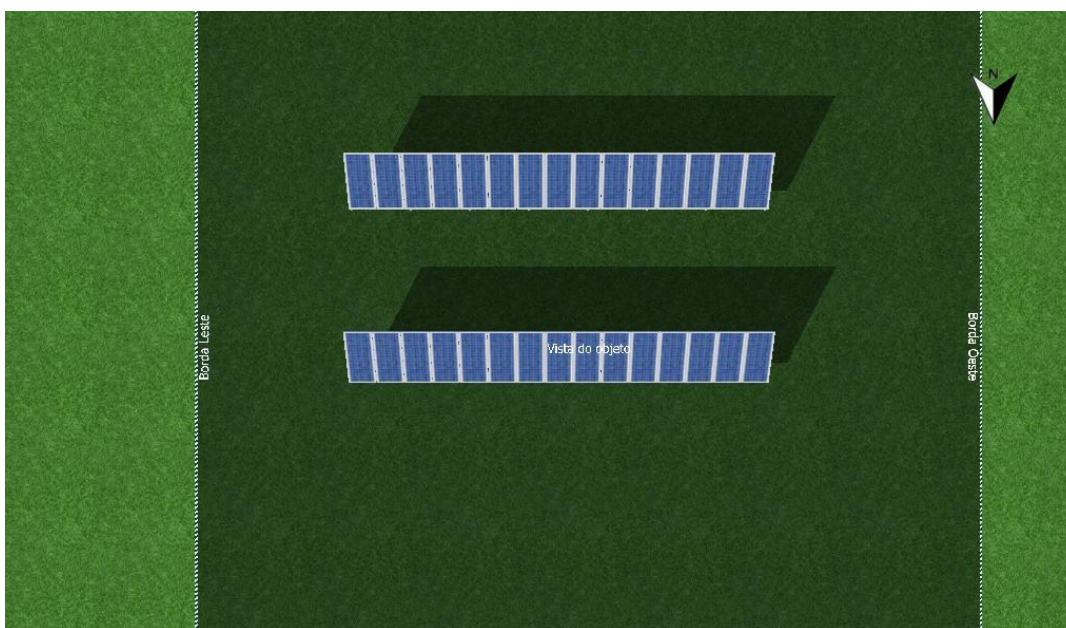
$$\textit{Espaçamento entre fileiras de módulos} = 4,58 \textit{ m}$$

Por consequência, o espaçamento entre as fileiras de módulos será de 4,58 m.

Para comprovar o cálculo realizado, foi processada uma simulação no software PV*SOL. Este programa permite a realização de simulações precisas de sombreamento, desempenho e análise de sistemas fotovoltaicos.

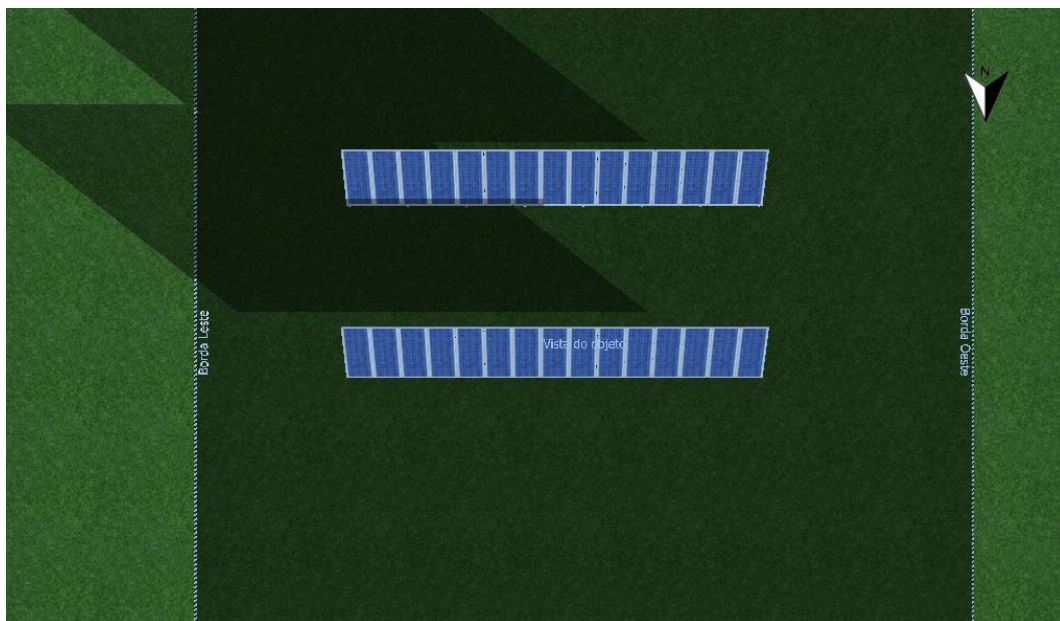
Na interface 3D do programa foram instaladas 2 fileiras de 15 módulos Canadian Solar 405 W, respeitando o distanciamento de 4,58 m. A simulação está exemplificada nas Figuras 26 e 27 que ilustram o sombreamento proveniente dos módulos às 9h00 e 17h00, respectivamente. Na Figura 28 observa-se o diagrama esquemático utilizado com as dimensões utilizadas na simulação. É possível averiguar que até as 17h00 não há sombreamento, classificando o espaçamento calculado como plenamente viável.

Figura 26 – Simulação de sombreamento entre fileiras de módulos, 9:00.



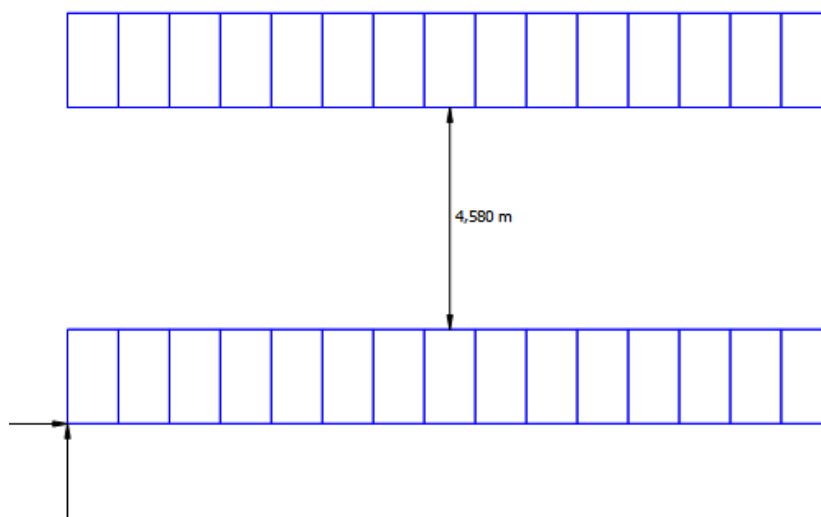
Fonte – PVSOL, 2020.

Figura 27 – Simulação de sombreamento entre fileiras de módulos, 17:00.



Fonte – PVSOL, 2020.

Figura 28 – Diagrama esquemático da simulação de sombreamento.



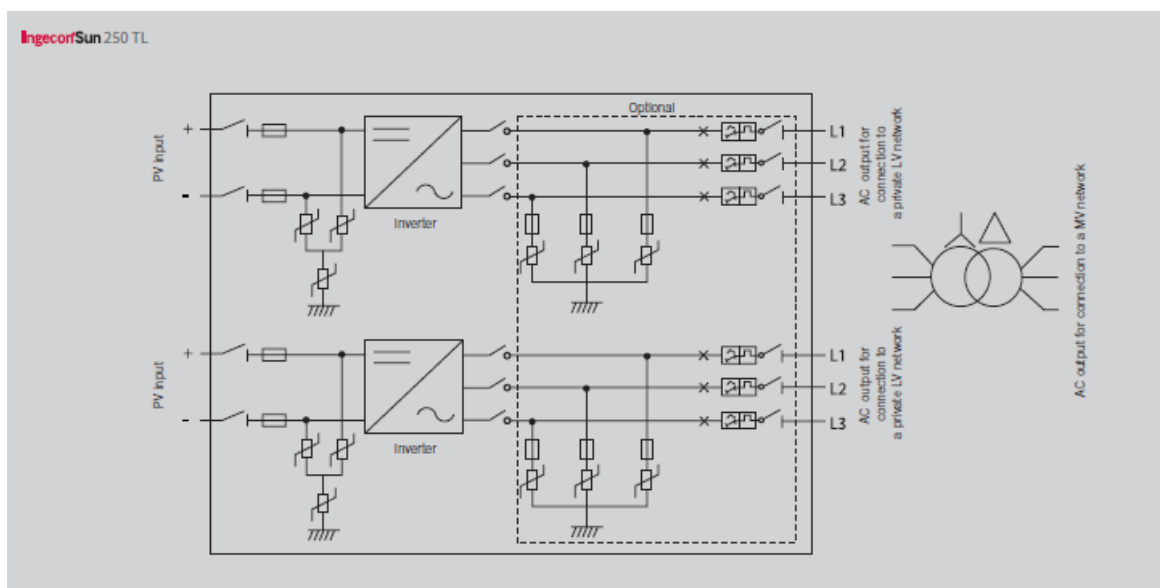
Fonte – PVSOL, 2020.

4.10 Componentes de Proteção

1.1.1 Dispositivo de Proteção Contra Surtos

Como especificado na Seção 3.5.5, o inversor deve estar protegido contra surtos no lado CC e no lado CA por Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS). O inversor escolhido possui internamente estes dispositivos, como mostra a Figura 29, classificando o uso de DPS externo como opcional.

Figura 29 – Esquemático inversor com DPS no lado CC e no lado CA.



Fonte – INGETEAM, 2020.

1.1.2 Transformador de acoplamento

A tensão proveniente dos inversores deve ser elevada para ser conectada à rede elétrica. Além disso, deve-se utilizar este transformador para isolar o sistema fotovoltaico da rede. Para tal, foi escolhido o transformador trifásico ZILMER, com potência nominal de 5 MVA e relação de transformação de 220 / 23 kV. Seguindo o fluxo de energia, através do cabeamento, o transformador é conectado ao cubículo de média tensão.

1.1.3 Cubículo de Média Tensão

O cubículo de média tensão é a cabine elétrica responsável pelo armazenamento do equipamento de medição, proteção e controle de média tensão, conforme ilustra a Figura 30. Após a passagem do transformador de acoplamento, esse cubículo envolve o disjuntor de entrada, transformadores de potencial e de corrente, a chave seccionadora para a desconexão do sistema fotovoltaico com a rede, o aterramento e medidores digitais para controle. A saída do cubículo de média tensão é conectada com a rede de distribuição da concessionária de energia, conduzindo uma tensão de 23kV.

Figura 30 – Exemplo de cubículo de média tensão.

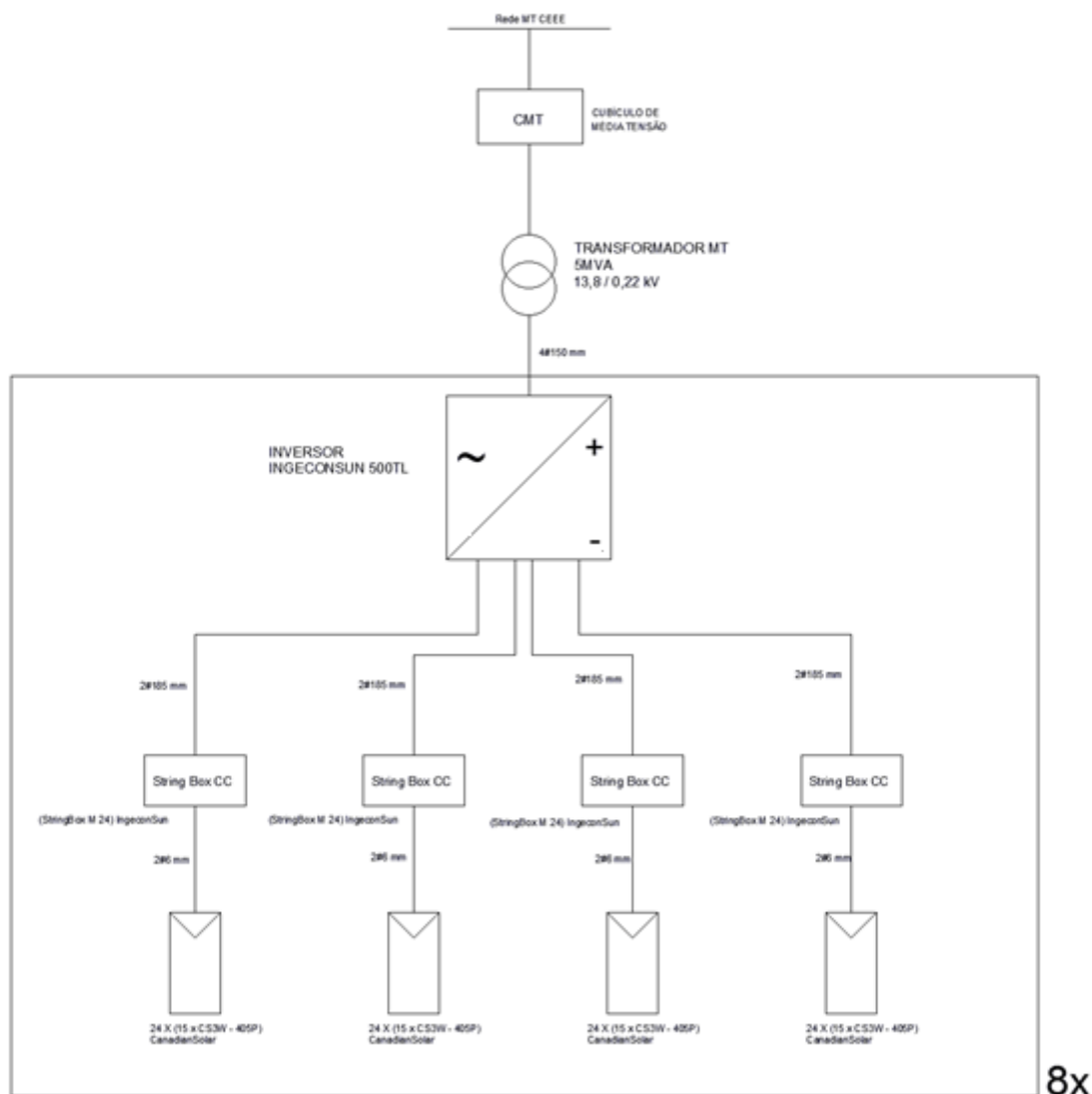


Fonte – ENGEREY, 2016.

4.11 Diagrama Unifilar

A Figura 31 ilustra o diagrama unifilar do projeto, mostrando as conexões de todas as etapas do projeto.

Figura 31 – Diagrama unifilar.



Fonte - Elaborado pelo autor.

5 FATORES DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E TAXA DE DESEMPENHO

Em um sistema fotovoltaico conectado à rede, existem diversos fatores que contribuem para a diminuição da geração de energia. Essas perdas são de extrema importância para que não haja equívocos no dimensionamento do gerador solar. As principais perdas são:

- 1 Sombreamento e sujeira - 1 a 5%
- 2 Mismatch - 1 a 3%
- 3 Temperatura – 4 a 11%
- 4 Cabeamento de Corrente Contínua – 1 a 3%
- 5 Cabeamento de Corrente Alternada – 1 a 3%
- 6 Perdas no inversor – 2%
- 7 Diodos e Conexões 0,1 a 1%
- 8 Transformadores – 2 a 4%
- 9 Reflexão – 4%

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho, dado por

$$TD = 100\% - \textit{perdas}$$

Para o sistema projetado foi utilizada a estimativa considerada na Tabela 3,

Tabela 3 – Estimativa de perdas de um sistema fotovoltaico.

Perdas	Valor esperado	Valor considerado
Sombreamento	0 a 5%	0%
Sujeira	1 a 5%	2%
Mismatch no MPPT	1 a 3%	2%
Temperatura	3 a 11%	5%
Cabeamento CC	1 a 3%	2%
Cabeamento CA	1 a 3%	1%
Inversor	1 a 3%	1%
Conexões	0,5%	0,5%
Transformadores	2 a 4%	2,5%
Baixa radiação solar	3 a 7%	4%
Total	~30 a 15%	20%

Fonte – PINHO; GALDINO, 2010.

Portanto, a TD utilizada para o dimensionamento do sistema foi de

$$TD = 100\% - 20\% = 80\%$$

6 GERAÇÃO ESPERADA

Para calcular a geração esperada do gerador solar será utilizada a seguinte equação:

$$E = A * n * r * H * d * PR$$

Onde,

A é a área do painel solar utilizado em m^2 ,

n o número de painéis,

r o percentual de eficiência do painel solar,

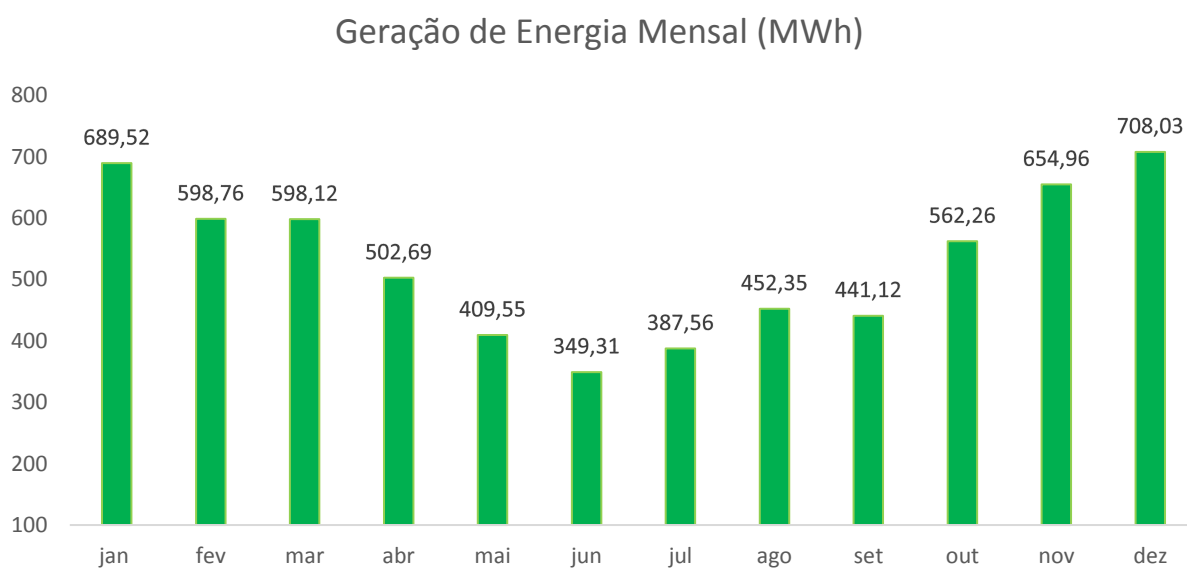
H a radiação solar média diária em $kWh/(m^2.dia)$,

d o número de dias no mês e

PR a taxa de desempenho.

Portanto, buscando as informações do módulo escolhido na Seção 4.3, da radiação solar na Seção 4.1 e Taxa de Desempenho na Seção 5, pode-se estimar a geração prevista para o próximo ano, conforme Figura 32.

Figura 32 – Geração de Energia Mensal.

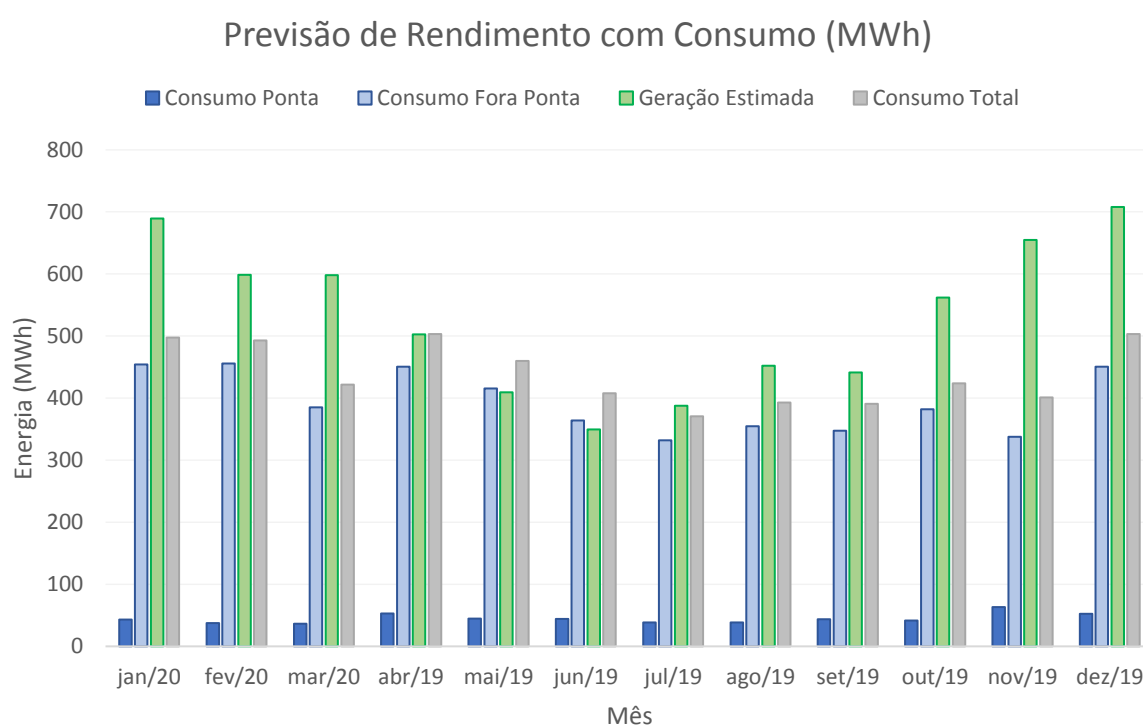


Fonte – Elaborado pelo autor.

Somando os valores mensais de energia gerada apresentados na Figura 32, obtém-se uma geração anual estimada de 6534,22 MWh.

A Figura 33 demonstra a comparação entre a geração prevista e o histórico de consumo das unidades consumidoras pretendidas. De acordo com o gráfico, há uma sobra de energia gerada, caracterizada pela compensação de energia no horário de ponta.

Figura 33 – Comparação entre geração e consumo.



Fonte – Elaborado pelo autor.

7 SIMULAÇÃO

Para implementar o projeto, foi utilizado o software alemão PV*SOL. Mundialmente conhecido, este programa permite realizar a elaboração do projeto de um sistema fotovoltaico utilizando cenários 3D criados em maquete, a partir de mapas de satélite ou importados de drones. Permite o cálculo de sombreamento com horizonte, prédios, vegetação, antenas etc. Além disso a simulação utiliza dados climáticos precisos e detalhados, sendo assim um programa de extrema confiança para simulação de sistemas fotovoltaicos.

No software é possível escolher precisamente o tipo de sistema e a localidade a ser implementado, como mostra a Figura 34.

Figura 34 – Tipo de Sistema, clima e rede para simulação.

Tipo de sistema, clima e rede

Tipo de sistema
 Sistema fv conectado à rede com consumo

Tipo de modelagem
 Modelar sistema em 3D

Dados climáticos

País		Local	
Brasil		Eldorado do Sul	
Latitude	-29° 59' 54" (-30°)	Soma anual da irradiação global	1653 kWh/m ²
Longitude	-51° 18' 57"	Média anual da temperatura	20,4 °C
Fuso horário	UTC-3		
Período	1991 - 2010		
Resolução	Por hora		Parâmetros da simulação

Rede c.a.

Inserir

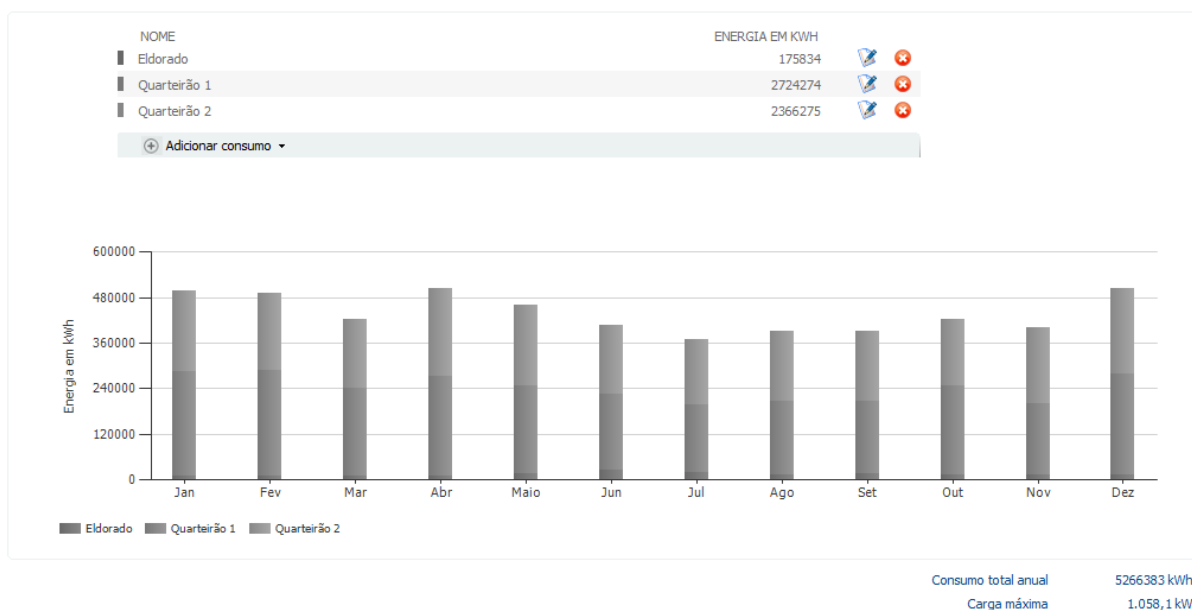
Tensão (N-L1)	23000 V
Quantidade de fases	3-fásico
cos φ	1
Limitação da potência de injeção	Não

Fonte – PVSOL, 2020.

Após a inserção de parâmetros básicos, pode-se especificar o consumo a ser compensado pelo gerador. Neste caso, foram detalhados 12 meses de faturas de energia elétrica das unidades de Eldorado, Quarteirão 1 e Quarteirão 2, conforme ilustra a Figura 35.

Figura 35 – Consumos para simulação.

Consumo



Fonte – PVSOL, 2020.

O programa contém uma vasta base de dados de módulos e inversores. De acordo com a Figura 36, foi selecionado o módulo CS3W – 405P da Canadian Solar e especificada as condições de instalação como número de módulos, situação de montagem, inclinação e orientação.

Figura 36 – Condições de instalação, módulo fotovoltaico e situação de montagem.

Fabricante: Canadian Solar Inc. Módulos fotovoltaicos: CS3W-405P

Seleção somente dos favoritos

Photo Plan - Previsão fotográfica da cobertura do telhado

Ocupação gráfica

Número de módulos: 11520 4665,60 kWp [Calcular em relação ao consumo](#)

Situação de montagem: Montagem elevada - espaço livre

Rastreamento: Sem

Inclinação: 23°

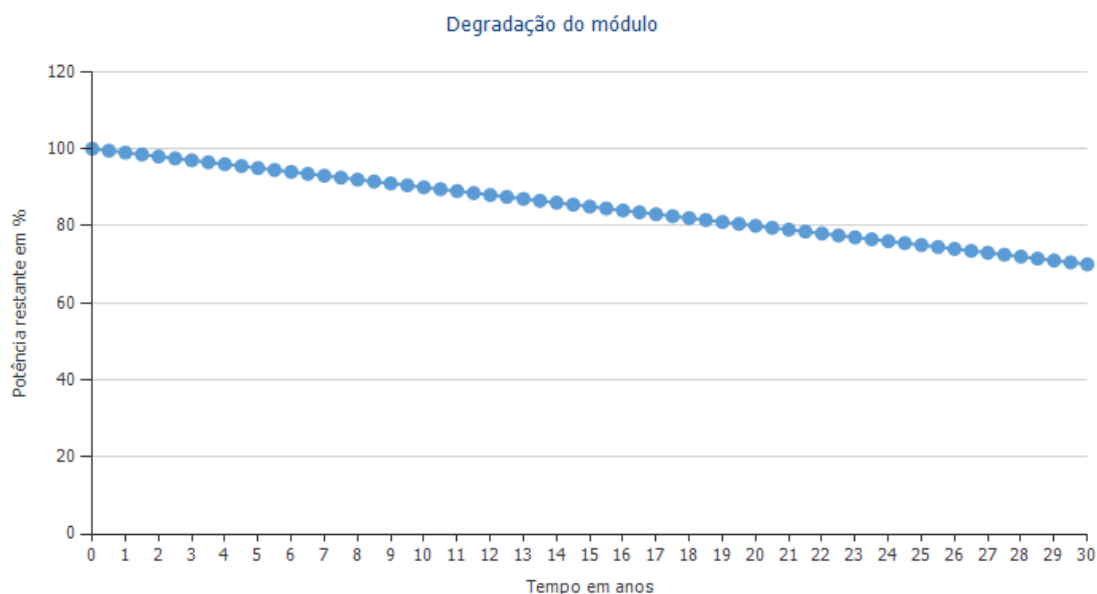
Orientação: 0°

Azimute 0°

Fonte – PVSOL, 2020.

Para dar mais veracidade à simulação, foi detalhada, na Figura 37, a degradação do módulo. Incluso no Anexo A, o datasheet do módulo CS3W-40P da fabricante Canadian Solar menciona uma queda de potência de 20% em 20 anos.

Figura 37 – Degradação do módulo.



Fonte – PVSOL, 2020.

A escolha do inversor também foi feita através da base de dados do PV*SOL. Utilizando a configuração projetada na Seção 4.6, foram inseridos 8 inversores com 24 *strings* de 15 módulos em 4 MPPT's por inversor, conforme Figura 38.

Figura 38 – Definição de inversores.

VERIFICAÇÃO VALORES POTÊNCIA

✓ CONFIGURAÇÃO: USINA UFRGS

INVERSOR 1: Conexão polistring

✓ 8 x Ingeteam S.A. Ingecon Sun 500TL 8 * 583,2 kWp = 4665,6 kWp

Otimizador de potência

✓ PMP 1: 24 Strings x 15 Módulos em série

✓ PMP 2: 24 Strings x 15 Módulos em série

✓ PMP 3: 24 Strings x 15 Módulos em série

✓ PMP 4: 24 Strings x 15 Módulos em série

Área do módulo: Configurado

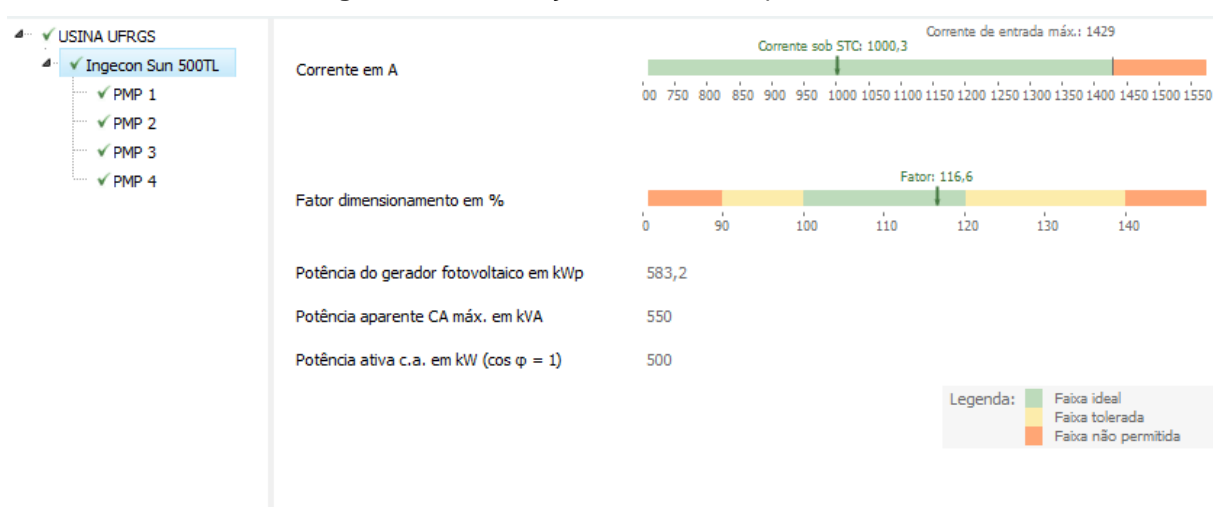
USINA UFRGS 11520 x CS3W-405P = 4665,6 kWp 11520 Módulos fotovoltaicos

Fonte – PVSOL, 2020.

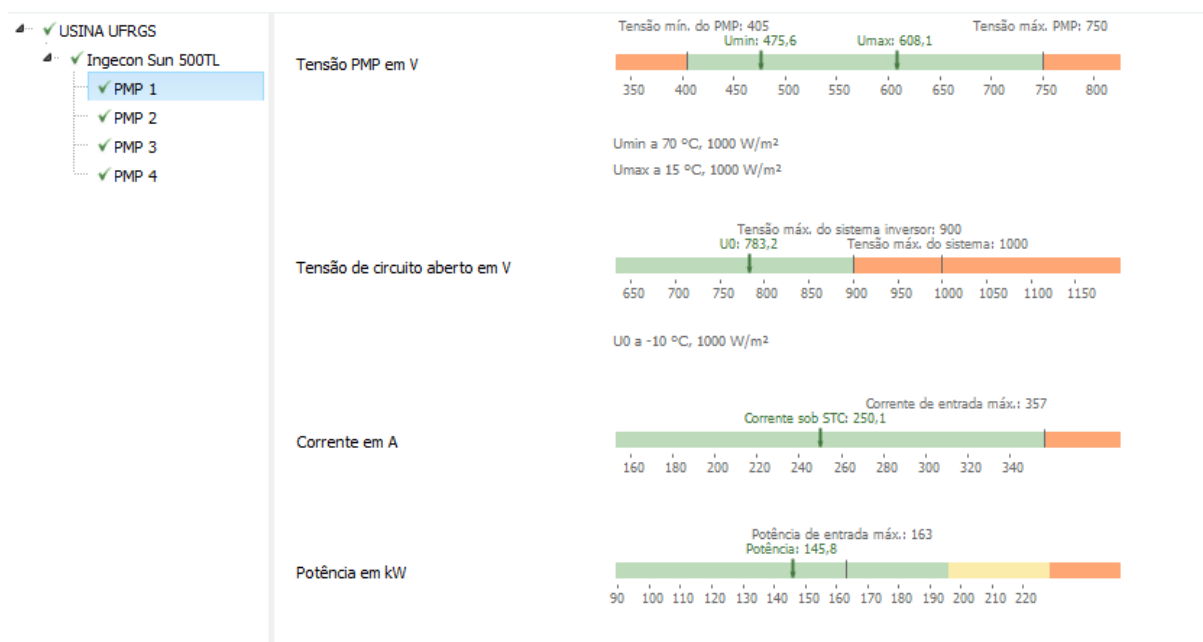
O software realiza uma varredura em cada inversor e módulo para verificar se é possível realizar as conexões pretendidas sem ultrapassar os limites de operação

dos equipamentos. A Figura 39 demonstra o fator de dimensionamento do inversor de 116,6 %. A corrente de entrada em 1000,3 A e a potência de 583,2 kWp. Todos os parâmetros condizentes com o projeto teórico do sistema estão na faixa ideal de simulação. A Figura 40 demonstra as especificações dentro de cada MPPT de um inversor. É possível observar que a faixa de tensão em trabalho no MPPT, a tensão de circuito aberto, a corrente de entrada e a potência de entrada, também estão nos seus valores ideais para simulação, confirmando os valores projetados teoricamente.

Figura 39 – Verificação do sistema implementado.



Fonte – PVSOL, 2020.

Figura 40 – Verificação dos MPPT's.

Fonte – PVSOL, 2020.

Após a verificação dos equipamentos inseridos, é feita a simulação de projeto e o PVSOL retorna os relatórios de desempenho do sistema projetado. Os primeiros dados que o PVSOL entrega são os dados de entrada para a simulação. Na Tabela 4 verifica-se os dados de consumo inseridos inicialmente para compensação de energia.

Tabela 4 – Dados de consumo.

Consumo total	5266383 kWh
Eldorado	175834 kWh
Quarteirão 1	2724274 kWh
Quarteirão 2	2366275 kWh
Carga máxima	1058,1 kW

Fonte – PVSOL, 2020.

Na Tabela 5 encontra-se o nome da usina solar, a quantidade e o modelo dos painéis solares. Assim como a inclinação, orientação e situação de montagem da usina.

Tabela 5 – Dados do gerador fotovoltaico.

Nome	USINA UFRGS
Módulos fotovoltaicos	11520 x CS3W-405P
Fabricante	Canadian Solar Inc.
Inclinação	23 °
Orientação	Norte 0 °
Situação de montagem	Montagem elevada – espaço livre

Fonte – PVSOL, 2020.

A Tabela 6 demonstra a configuração especificada na parte teórica nos inversores da Ingeteam.

Tabela 6 – Configuração dos inversores.

Área do módulo	USINA UFRGS
Inversor 1	
Modelo	Ingecon Sun 500TL
Fabricante	Ingeteam S.A.
Quantidade	8
Fator dimensionamento	116,6 %
Configuração	PMP 1: 24 x 15
	PMP 2: 24 x 15
	PMP 3: 24 x 15
	PMP 4: 24 x 15

Fonte – PVSOL, 2020.

A análise de desempenho do sistema é fornecida na Tabela 7. É possível observar a potência do sistema, o seu rendimento anual específico, ou seja, o quanto ele gera em kWh por kWp instalado no ano. Além da e energia gerada por ano, a área do gerador fotovoltaico e a taxa de desempenho do sistema. Observa-se que a taxa de desempenho do sistema diferenciou em apenas 0,2% da análise analítica, comprovando os resultados teóricos. Em sua parte sustentável, o programa retorna a quantidade de kg/ano de emissões de CO₂ evitadas com o uso do gerador fotovoltaico.

Tabela 7 – Desempenho do sistema fotovoltaico.

Área do módulo	USINA UFRGS
Inversor 1	
Modelo	Ingecon Sun 500TL
Fabricante	Ingeteam S.A.
Quantidade	8
Fator dimensionamento	116,6 %
Configuração	PMP 1: 24 x 15
	PMP 2: 24 x 15
	PMP 3: 24 x 15
	PMP 4: 24 x 15

Fonte – PVSOL, 2020.

Na tabela 8 é possível observar a relação das unidades consumidoras com a geração anual. Com um consumo anual de 5266383 kWh e uma geração de 6649731 kWh, tem-se uma compensação de 126,3% do consumo. Ou seja, o sistema gerará mais do que precisa, visando a degradação dos módulos ou um possível aumento do consumo por parte das unidades consumidoras.

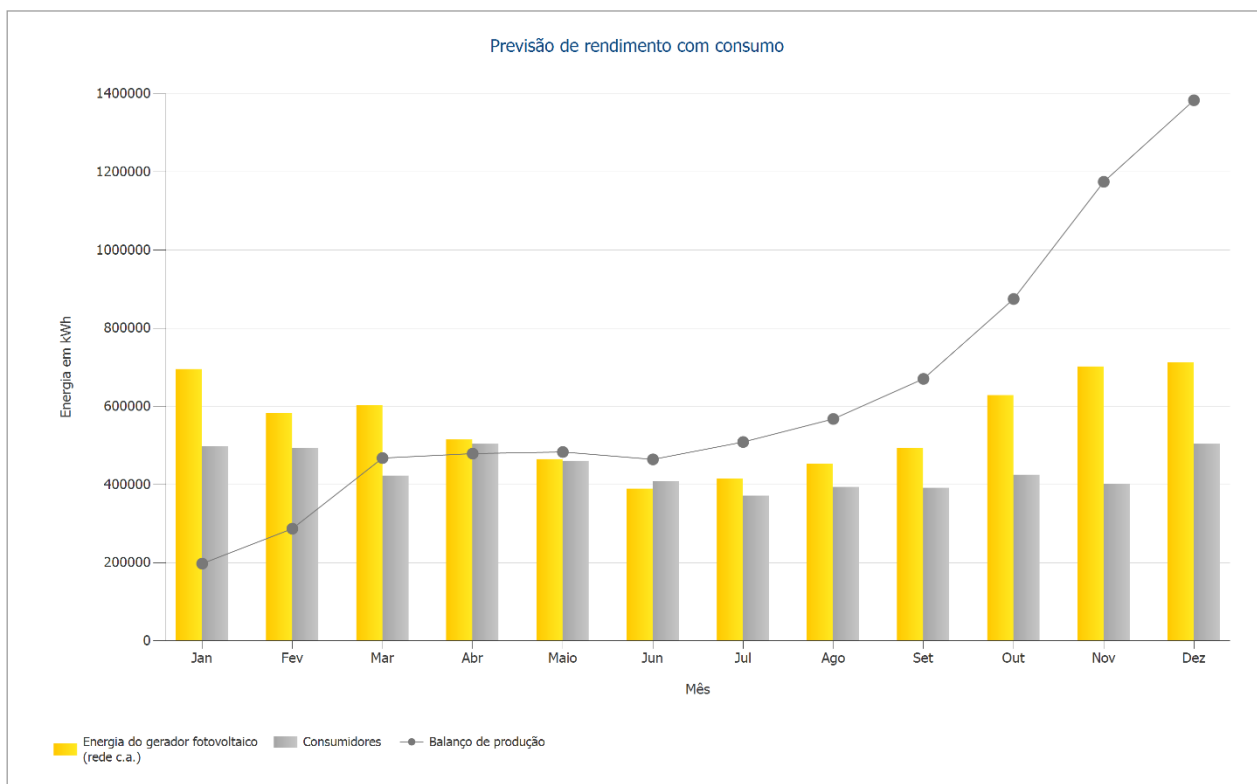
Tabela 8 – Relação entre consumidores e gerador.

Consumidores	5266383 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	126 kWh/Ano
Consumo total	5266509 kWh/Ano
Excedente de energia	1383221,1 kWh
Fração solar	126,3 %

Fonte – PVSOL, 2020.

Na sequência o programa retorna o gráfico de consumo em relação à geração como informação complementar à Tabela 8, conforme ilustra a Figura 41.

Figura 41 – Comparação de geração e consumo.



Fonte – PVSOL, 2020.

A Tabela 9 demonstra o balanço energético simulado do sistema. Levando em consideração as perdas citadas na análise teórica, o simulador realiza conversões detalhadas de perdas relacionadas à geração, citando no fim, a geração prevista anual para o sistema fotovoltaico em questão.

Tabela 9 – Balanço Energético.

Irradiação global – horizontal	1653,23 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-16,53 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	13,01 kWh/m ²	0,79 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	125,68 kWh/m ²	7,62 %
Sombreamento	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflexão na superfície de módulo	-13,65 kWh/m ²	-0,77 %
Irradiação global no plano dos módulos	1761,73 kWh/m²	
	1761,73 kWh/m ²	
	x 25449,8 m ²	
	= 44835736,93 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	44835736,93 kWh	
Sujeira	-896675,12 kWh	-2,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 18,35 %)	-35877184,01 kWh	-81,65 %
Energia fotovoltaica nominal	8061877,80 kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	-139624,82 kWh	-1,73 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-341029,45 kWh	-4,30 %
Diodos	-37906,12 kWh	-0,50 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-150866,35 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	0,00 kWh	0,00 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	7392451,06 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-139,26 kWh	0,00 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-42,29 kWh	0,00 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-3120,21 kWh	-0,04 %
Perda no seguidor PMP	-7735,35 kWh	-0,10 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	7381413,95 kWh	
Energia na entrada do inversor	7381413,95 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	0,00 kWh	0,00 %
Conversão c.c./c.a.	-192516,01 kWh	-2,61 %
Consumo em espera (Inversor)	-126,49 kWh	0,00 %
Perda cabeamento total	-539177,60 kWh	-7,50 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	6649593,85 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	6649730,59 kWh	

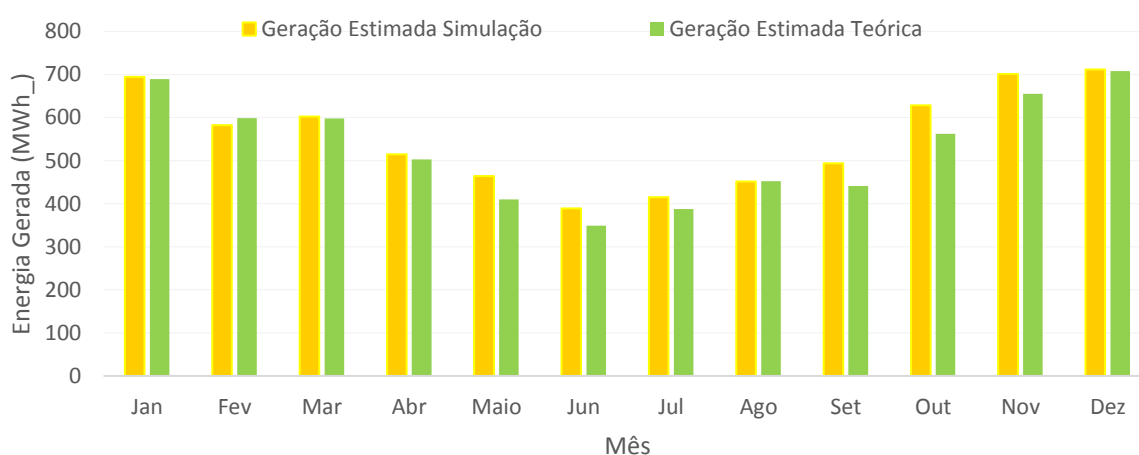
Fonte – PVSOL, 2020.

8 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

A energia estimada anual teórica, conforme a seção 6, foi de 6534,22 MWh. Já a energia estimada anual simulada foi de 6649,73 MWh. Portanto, tem-se uma diferença de 115, 51 MWh ou 1,017%. Utilizando a simulação como uma ferramenta de aferição, pode-se concluir que a usina projetada tem total capacidade para gerar a energia necessária para a compensação do consumo das três unidades consumidoras. O gráfico da Figura 42 ilustra uma comparação de geração mensal entre a usina teórica e a usina simulada.

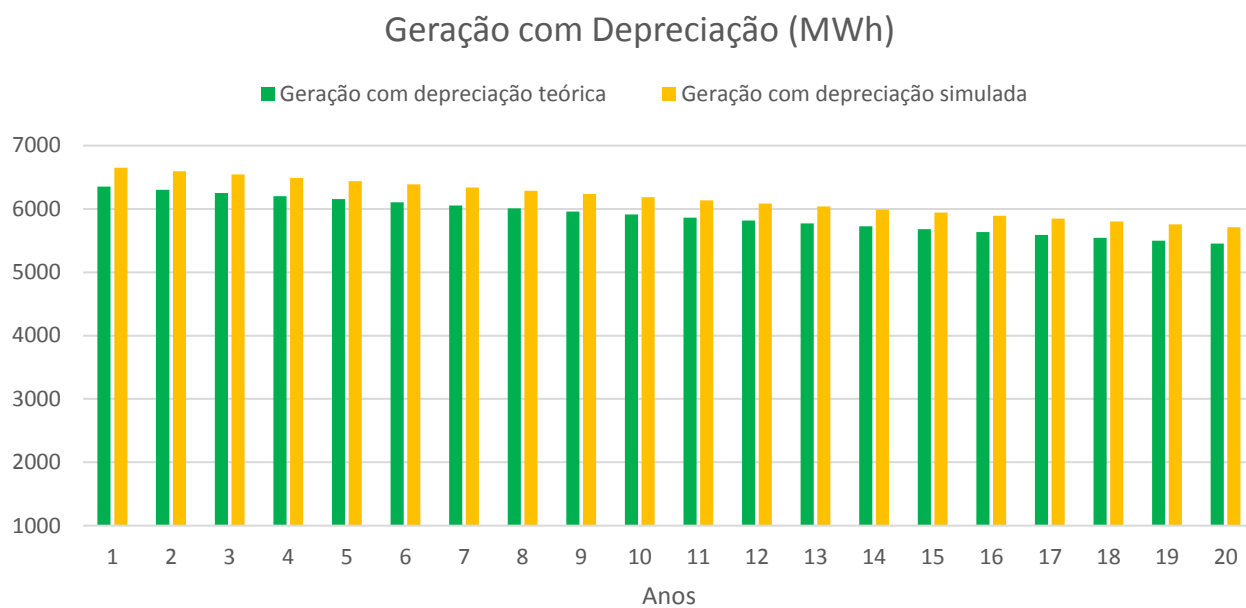
Figura 42 – Comparação de geração teórica e simulada.

Geração Estimada Teórica x Geração Estimada Simulada



Fonte – Elaborado pelo autor.

A Figura 43 demonstra a geração de energia com depreciação dos módulos. A comparação entre a geração teórica e simulada seguem o mesmo fluxo de diminuição de produção de energia em 20% ao final de 20 anos de operação do sistema.

Figura 43 – Comparação de geração com depreciação teórica e simulada.

Fonte – Elaborado pelo autor.

9 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Através da análise financeira busca-se o estudo da viabilidade econômica para a implementação do sistema de energia solar na UFRGS. Baseado nos conceitos de Payback, Amortização, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e Taxa Interna de Retorno (TIR) é possível analisar o investimento realizado para verificar o fluxo de caixa da implementação do sistema.

9.1 Custos antes da implementação do sistema

De posse dos documentos oferecidos pela SUINFRA, que não serão exibidos neste trabalho por questões de direito autoral, é possível estimar o custo médio mensal do uso da energia elétrica nas três unidades consumidoras. A partir da Resolução Homologatória nº 2640, de 19 de Novembro de 2019, determina-se os preços das tarifas TUSD e TE para os horários de ponta e fora ponta dos consumos em questão.

Utilizando o Quadro 3 da seção 4.2, a fórmula padrão do preço de energia, e as taxas de PIS = 1,0201%, COFINS = 4,6899% e ICMS = 30%, de acordo com a CEEE, tem-se os resultados apresentados na Tabela 10:

$$Preço = \frac{Preço\ Homologado}{1 - PIS - COFINS - ICMS}$$

Tabela 10 – Tarifas de Energia CEEE-D grupo A4 Verde.

Tarifas de Energia				
	Ponta		Fora Ponta	
Tarifa TUSD	R\$	1,69544	R\$	0,11281
Tarifa TE	R\$	0,66108	R\$	0,39268
Tarifa completa	R\$	2,35652	R\$	0,50549
Demanda Contratada			R\$	29,38

Fonte – Elaborado pelo autor.

Portanto, ao realizar o produto dos consumos ponta e fora ponta, por suas respectivas tarifas e somar a tarifa fixa da demanda contratada, chega-se ao gasto mensal médio em energia elétrica ilustrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Gasto mensal médio em Energia Elétrica.

Unidade Consumidora	Consumo	Demanda Contratada
Eldorado	R\$ 10.082,63	R\$ 1.762,80
Quarteirão 1	R\$ 156.710,40	R\$ 44.804,50
Quarteirão 2	R\$ 135.939,30	R\$ 27.911,00
Soma	R\$ 302.732,30	R\$ 74.478,30
TOTAL		R\$ 377.210,60

Fonte – Elaborado pelo autor.

9.2 Investimento

Na Tabela 12 é especificado o custo de cada equipamento necessário para a construção do sistema fotovoltaico em questão. As empresas 1, 2 e 3 não serão citadas por motivos de direito autoral. Todos os valores foram obtidos através de contato direto com distribuidoras brasileiras.

Tabela 12 – Investimento inicial.

Fabricante	Modelo	Descrição/Quantidade	Custo
CanadianSolar	CS3W-405P	Módulo Fotovoltaico (11520)	R\$ 9.630.720,00
Ingeteam SA	Ingecon500TL	Inversor (8)	R\$ 3.200.000,00
Ingeteam SA	StringBox24	String Box (32)	R\$ 185.600,00
Empresa 1	-	Cabeamento e Proteções	R\$ 1.850.000,00
Empresa 1	-	Conexões, projeto, instalação	R\$ 2.350.000,00
Empresa 2	-	Estrutura de Fixação Solo	R\$ 2.880.000,00
Empresa 3	5 MVA - 220/23 kV	Transformador	R\$ 255.000,00
Total			R\$ 20.351.320,00

Fonte – Elaborado pelo autor.

A partir da tabela 12 é pode-se concluir que o custo total, ou, o investimento a ser realizado para a construção do gerador solar é de R\$ 20.351.320,00.

9.3 Mudanças nas faturas de energia elétrica

O sistema será instalado da unidade consumidora Eldorado. Sabendo que a potência CA do projeto ultrapassa a demanda contratada desta unidade, será necessário um aumento de demanda junto à concessionária. Como a potência do

gerador é de 4665,6 kWp a nova demanda de Eldorado passa a ser de 4000kW. Neste caso, utiliza-se como valor de demanda o menor valor entre a soma da potência dos inversores e a soma da potência dos módulos. De acordo com o Quadro 3, o valor da demanda contratada atual para os consumidores A4 – Verde é de 29,38 R\$/kW.

Portanto, a fatura de energia de Eldorado sofrerá um acréscimo de um valor mensal fixo igual a R\$ 117.520,00.

9.4 Custos após a implementação da usina

Com a geração prevista para compensar totalmente o consumo das UC's, os valores a serem faturados condizem à demanda contratada de cada unidade somadas as devidas tributações de compensação de energia solar. De acordo com o capítulo 2.5, é cobrado o ICMS da energia injetada na rede para a tarifa TUSD. Desta forma, o novo gasto mensal médio em energia elétrica é apresentado na tabela 13.

Tabela 13 – Gasto mensal médio em energia elétrica após a implementação do sistema fotovoltaico.

Unidade Consumidora	Consumo	Demanda Contratada
Eldorado	R\$ 1.613,22	R\$ 117.550,00
Quarteirão 1	R\$ 25.073,66	R\$ 44.804,50
Quarteirão 2	R\$ 21.750,28	R\$ 27911,00
Soma	R\$ 48.437,16	R\$ 190.235,50
TOTAL		R\$ 238.672,70

Fonte – Elaborado pelo autor.

Portanto, realizando uma comparação entre as Tabelas 11 e 13 chega-se a uma economia mensal total de R\$ 138.537,94 no primeiro ano de geração. Sendo, desta totalidade, uma redução de R\$ 254.295,10 no consumo (R\$/kWh) e um aumento de R\$ 115.757,00 em custo fixo de demanda contratada (R\$/kW). Dessa forma, a redução de gastos oferecida, em relação ao consumo, é maior que o aumento de gastos relacionado ao acréscimo de demanda para instalação da usina fotovoltaica. Isso indica que, mesmo com o assustador aumento do valor fixo de demanda contratada, ainda assim, há uma economia de capital total considerável.

9.5 Fluxo de Caixa

Considerando um reajuste médio anual tarifário de 6,22% apresentado no Quadro 4. E, adequando à vida útil dos inversores e caixas de junção para manutenção a cada 8 anos, é apresentado o fluxo de caixa considerando a depreciação dos módulos fotovoltaicos em 25 anos, conforme ilustra a Tabela 14.

Quadro 4 – Evolução das Revisões ou Reajustes Realizados nos Últimos Cinco Anos.

Efeito médio ao Consumidor da CEEE-D	FEV/15 (RTE)	OUT/2015 (IRT)	NOV/2016 (RTP)	ABR/2017 (AJUSTE ANGRA III)	NOV/2017 (IRT)	NOV/2018 (IRT)	NOV/2019 (IRT)	Média
	21,87%	6,52%	-16,28	-1,47%	30,62%	7,35%	-5,06%	6,22%

Fonte – Adaptado de CEEE, 2020.

IRT: Índice de Reajuste Tarifário

RTE: Revisão Tarifária Extraordinária

RTP: Revisão Tarifária Periódica

Tabela 14 – Fluxo de caixa.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 20.351.320,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Geração com Depreciação	6354,22 MWh	6303,39 MWh	6252,96 MWh	6202,94 MWh	6153,31 MWh
Economia de Energia	R\$ 1.541.550,80	R\$ 1.637.435,26	R\$ 1.739.283,73	R\$ 1.847.467,18	R\$ 1.962.379,64
Fluxo de Caixa Anual	-R\$ 18.809.769,20	R\$ 1.637.435,26	R\$ 1.739.283,73	R\$ 1.847.467,18	R\$ 1.962.379,64
Fluxo de Caixa Acumulado	-R\$ 18.809.769,20	-R\$ 17.172.333,94	-R\$ 15.433.050,21	-R\$ 13.585.583,03	-R\$ 11.623.203,39

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 4.000.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Geração com Depreciação	6104,09 MWh	6055,25 MWh	6006,81 MWh	5958,76 MWh	5911,09 MWh
Economia de Energia	R\$ 2.084.439,65	R\$ 2.214.091,80	R\$ 2.351.808,31	R\$ 2.498.090,79	R\$ 2.653.472,03
Fluxo de Caixa Anual	R\$ 2.084.439,65	R\$ 2.214.091,80	-R\$ 1.648.191,69	R\$ 2.498.090,79	R\$ 2.653.472,03
Fluxo de Caixa Acumulado	-R\$ 9.538.763,73	-R\$ 7.324.671,93	-R\$ 8.972.863,62	-R\$ 6.474.772,84	-R\$ 3.821.300,80

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Geração com Depreciação	5863,80 MWh	5816,89 MWh	5770,35 MWh	5724,19 MWh	5678,40 MWh
Economia de Energia	R\$ 2.818.517,99	R\$ 2.993.829,81	R\$ 3.180.046,03	R\$ 3.377.844,89	R\$ 3.587.946,84
Fluxo de Caixa Anual	R\$ 2.818.517,99	R\$ 2.993.829,81	R\$ 3.180.046,03	R\$ 3.377.844,89	R\$ 3.587.946,84
Fluxo de Caixa Acumulado	-R\$ 1.002.782,81	R\$ 1.991.047,00	R\$ 5.171.093,03	R\$ 8.548.937,92	R\$ 12.136.884,76

	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	-R\$ 4.000.000,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Geração com Depreciação	5632,97 MWh	5587,90 MWh	5543,20 MWh	5498,86 MWh	5454,87 MWh
Economia de Energia	R\$ 3.811.117,14	R\$ 4.163.841,25	R\$ 4.283.801,82	R\$ 4.402.785,62	R\$ 4.520.217,37
Fluxo de Caixa Anual	-R\$ 188.882,86	R\$ 4.163.841,25	R\$ 4.283.801,82	R\$ 4.402.785,62	R\$ 4.520.217,37
Fluxo de Caixa Acumulado	R\$ 11.948.001,90	R\$ 16.111.843,15	R\$ 20.395.644,98	R\$ 24.798.430,60	R\$ 29.318.647,96

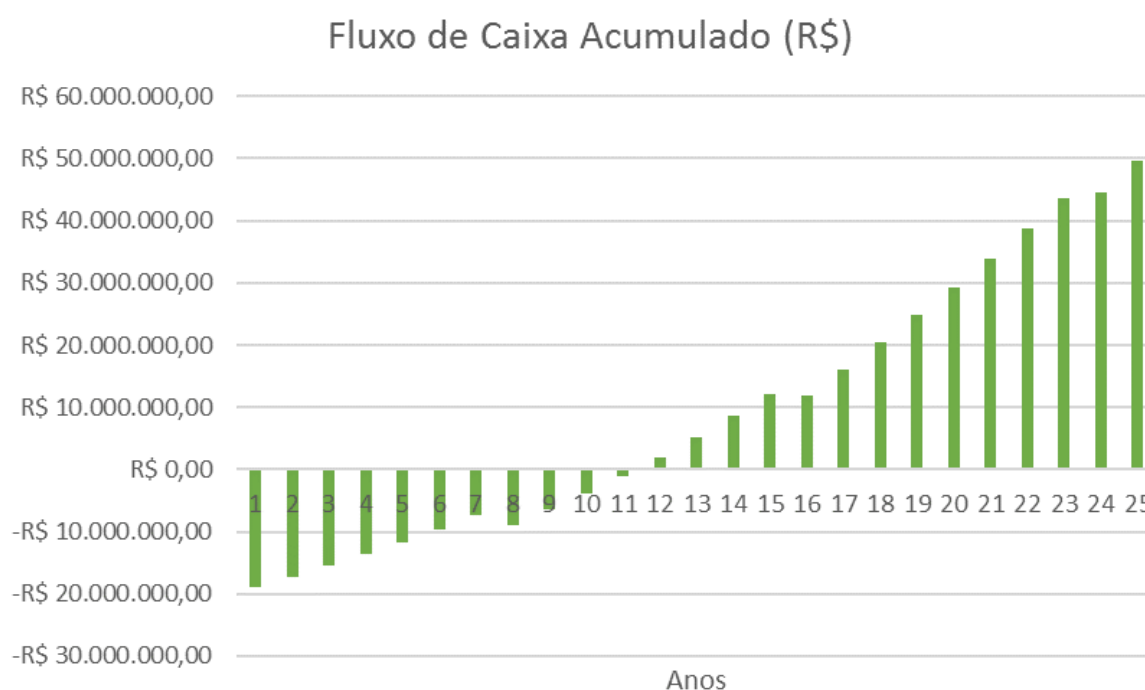
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 4.000.000,00	R\$ 0,00
Geração com Depreciação	5411,23 MWh	5367,94 MWh	5324,99 MWh	5282,39 MWh	5240,13 MWh
Economia de Energia	R\$ 4.635.454,46	R\$ 4.747.780,89	R\$ 4.856.400,56	R\$ 4.960.430,17	R\$ 5.058.891,41
Fluxo de Caixa Anual	R\$ 4.635.454,46	R\$ 4.747.780,89	R\$ 4.856.400,56	R\$ 960.430,17	R\$ 5.058.891,41
Fluxo de Caixa Acumulado	R\$ 33.954.102,43	R\$ 38.701.883,32	R\$ 43.558.283,88	R\$ 44.518.714,05	R\$ 49.577.605,46

Fonte – Elaborado pelo autor.

O fluxo de caixa apresentado na Tabela 14 contempla o investimento inicial no Ano 1 de R\$ 20.351.320,00. Na sequência é apresentada a expectativa de geração de energia para o ano corrente e sua respectiva economia monetária em relação à energia gerada. A partir do Ano 2, considera-se um aumento anual de 6,22% na tarifa de energia e na tarifa de demanda contratada. Portanto, a economia de energia exemplificada na tabela é composta do valor de economia de energia em relação à energia gerada subtraída do acréscimo do valor da demanda contratada. Na Tabela 14, também é possível averiguar o fluxo de caixa anual e o fluxo de caixa acumulado. Ao analisar o fluxo de caixa acumulado, nota-se que a partir do décimo segundo ano de operação o sistema passa a gerar um lucro crescente para o consumidor, caracterizando um período de payback de 12 anos. Ou seja, em 11 anos o investimento se paga e passa a gerar lucro para o consumidor.

A Figura 44 ilustra o gráfico do fluxo de caixa acumulado.

Figura 44 – Fluxo de caixa acumulado.



Fonte – Elaborado pelo autor.

A partir da análise do gráfico da Figura 44, é possível compreender com maior facilidade o fluxo de caixa exemplificado na Tabela 14. Entre os anos 1 e 12 após a instalação da usina fotovoltaica, observa-se um caixa negativo advindo do

investimento na usina. A partir do ano 12, o gráfico inverte com o conseqüente payback e lucro de geração que a usina proporciona, sempre respeitando a degradação dos módulos fotovoltaicos e à previsão de aumento da tarifa de energia.

9.6 Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade ou custo de oportunidade ou taxa de desconto é o retorno mínimo que se espera para a alocação de determinado capital.

9.7 Valor Presente Líquido – VPL

O método VPL objetiva calcular o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento utilizando o valor presente líquido de um projeto através da diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial requerido para iniciar o mesmo. Um VPL positivo significa que o projeto vale mais do que custa, ou seja, é lucrativo. Um VPL negativo significa que o projeto custa mais do que vale, ou seja, se for implementado, trará prejuízo. A equação x mostra a expressão que define VPL.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t}$$

Onde

FC_t representa o fluxo de caixa no t-ésimo período

I representa o investimento inicial

K é o custo de capital

Para realizar a análise de investimento e medir o lucro da construção de uma usina fotovoltaica utiliza-se o conceito do VPL. Utilizando como TMA a taxa de retorno da caderneta de poupança, que, atualmente é de 2,1% a.a. e uma alteração tarifária anual de 6%, pela equação abaixo é calculado o VPL do projeto:

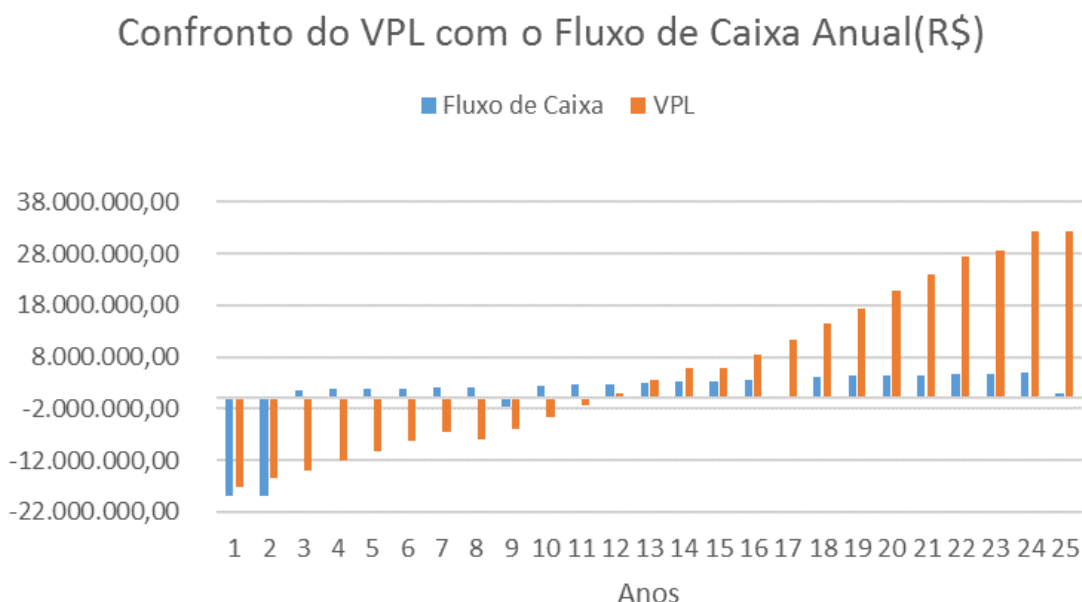
$$VPL = -CF_0 + \sum \frac{CF_j}{(1+i)^n}$$

Utilizando dos fluxos de caixa anuais apresentados na Tabela 14, tem-se:

$$VPL = R\$ 32.394.145,69$$

Após o cálculo o VPL atingiu um valor positivo, tornando o projeto viável, demonstrando o quanto o projeto vai melhorar a posição do rendimento do projeto em relação ao custo de capital. Conforme a figura 45, o sistema fotovoltaico passa a ser viável a partir do décimo segundo ano e o VPL começa a superar o fluxo de caixa a partir do décimo terceiro ano de forma constante e progressiva.

Figura 45 – Comparação entre VPL e o Fluxo de Caixa.



Fonte – Elaborado pelo autor.

9.8 Taxa Interna de Retorno -TIR

O método da Taxa Interna de Retorno objetiva encontrar uma taxa intrínseca de rendimento, ou seja, uma taxa de retorno de investimento. É a taxa de desconto que iguala o VPL a zero. Portanto, para determinar se o projeto é rentável, a TIR deve ser maior que a TMA. A equação y mostra a expressão que define TIR.

$$VPL = 0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}$$

Onde

VPL é o valor presente líquido

FC_t representa o fluxo de caixa no t-ésimo período

I representa o investimento inicial

Seguindo com a análise financeira tem-se a análise TIR. Buscando uma taxa que zera o VPL, a comparação entre a TIR e a TMA determinará se o projeto é rentável para o consumidor. Utilizando a equação seguinte tem-se:

$$0 = -CF_0 + \sum \frac{CF_j}{(1 + TIR)^n}$$

$$TIR = 10,81\%$$

Portanto, a TIR que é maior que a TMA escolhida (2,1%), indica uma aprovação do projeto em questão. Demonstrando que o investimento de uma usina solar seria mais rentável do que o investimento do mesmo capital na caderneta de poupança, por exemplo.

10 Conclusões

Este projeto apresentou o dimensionamento de uma minigeração distribuída a ser instalada na estação experimental agrônômica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, contemplando as normas técnicas necessárias para a instalação. Por fim, foi apresentada uma simulação da instalação e realizada uma análise econômica com o objetivo de verificar a viabilidade do projeto

Nos aspectos técnicos foram considerados o potencial energético solar do local, a escolha dos equipamentos utilizados e realização do dimensionamento do gerador de maneira teórica e simulada. Não houve maiores dificuldades com sombreamento e disponibilidade de espaço para usina, pois a localidade de instalação trata-se de um campo aberto.

Sabendo da viabilidade técnica do projeto, foi realizada uma análise do impacto econômico que a usina teria nos custos com a energia. Somando a média de consumo de três unidades consumidoras, sabe-se que, antes da instalação da usina, a universidade gastava em média R\$ 377.210,60 em energia elétrica. Após a instalação, a universidade passaria a gastar R\$ 238.672,70 em média com as faturas de energia das unidades consumidoras visadas. Este número representa uma economia mensal de R\$ 138.537,94. Em 12 anos o sistema projetado que custará em média R\$ 21.000.000,00, se pagaria tornando o fluxo de caixa acumulado positivo. Em 25 anos de operação, a universidade economizaria cerca de R\$ 49.577.605,46.

Após o estudo realizado, pode-se concluir que a aquisição de um sistema de energia solar por parte da Universidade Federal do Rio Grande do Sul seria lucrativo. Além de tornar a universidade sustentável, o capital economizado com a fatura de energia poderia ser direcionado à outros projetos para crescimento da universidade.

REFERÊNCIAS

- ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.** 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 30 dez 2019.
- ABNT. **NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8kV C.C. entre condutores – Requisitos de desempenho.** Rio de Janeiro. 2020.
- ABNT. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão.** Rio de Janeiro. 2004.
- ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída.** Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em: 30 dez 2019.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 18 de Abril de 2012.** 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 set 2020.
- ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2640, de 19 de Novembro de 2019.** 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192640ti.pdf>>. Acesso em: 15 fev 2020.
- ALVES, Guilherme. **Projeto e Análise de Viabilidade Econômica da Instalação de Painéis Fotovoltaicos no Setor Industrial.** 2016. TCC. Universidade de São Paulo.
- BALFOUR, John; SHAW, Michael e NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos.**
- BRASIL. **Lei nº 13.169, de 6 de Outubro de 2015.** Institui o Código Civil. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 192, p. 1-3, 07 out. 2015.
- CAMARGO, Lucas. **Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** 2017. TCC. Universidade Estadual de Londrina.
- CEEE. **Tarifas e Custos.** 2020. Disponível em: <https://www.ceee.com.br/a-ceee/tarifas-e-custos> Acesso em: 03 out 2020
- CRESESB. **Potencial Solar – SunData v 3.0.** 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>> Acesso em: 12 mai 2020.
- DIEHL, Adam. **Determining Module Inter-Row Spacing.** 2020. Disponível em: <<https://www.civicsolar.com/article/determining-module-inter-row-spacing>>. Acesso em: 28 mar 2020.

ENGEREY. **Cúbiculo SM6: solução compacta e segura para distribuição de média tensão.** 2016. Disponível em: < <http://www.engerrey.com.br/blog/cubiculo-de-mt-sm6-solucao-compacta-e-segura-para-a-engenharia>>. Acesso em: 05 mai 2020.

HOLLANDA, Lavínia; FERNANDES, Paulo e BRUCE, Tatiana. **Recursos Energéticos Distribuídos.** 2016. Caderno. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/fgvenergia-recursos-energeticos-book-web.pdf>> Acesso em: 03 abr 2020.

INGETEAM. **Photovoltaic Solar Energy.** Disponível em: <https://www.ingeteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/SBP2__Ingecon%20Sun%20catalog.pdf>. Acesso em: 05 mai 2020.

INPE. **Atlas Brasileira de Energia Solar.** 2ª edição, 2017.

NEOSOLAR. **Fundamentos de Energia Solar.** 2016. Disponível em: < <https://www.neosolar.com.br/apostila-energia-solar-fotovoltaica>>. Acesso em: 30 dez 2019.

PINHO, João Tavares e GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Edição Revisada e Atualizada, 2014. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf >. Acesso em: 30 dez 2019.

PORTAL SOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica: Impostos e Tarifas.** 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica-impuestos-tarifas>>. Acesso em: 02 nov 2020.

PORTAL SOLAR. **A Regulamentação dos Créditos de Energia Solar.** 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/a_regulamentacao_dos_creditos_de_energia.html>. Acesso em: 02 nov 2020.

PV*SOL. **PV*SOL Premium 2020 (R7).** 2020.

SEDRA, Adel e SMITH, Kenneth. **Microeletrônica.** 5ª edição, 2004.

SICES. **Super High Power Poly Perc Module 395 ~ 415W.** 2018. Disponível em: <<https://sicesolar.com.br/wp-content/uploads/2019/05/canadian-solar-datasheet-hiku-cs3w-p-high-efficiency.pdf>>. Acesso em: 14 mai 2020.

SIQUEIRA, Alan e SANTOS, Letícia. **Estudo de Implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) na Câmara Municipal de São José dos Pinhais**. 2016. TCC. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

SOLSTÍCIO, Energia. **O Rastreador Solar**. 2019. Disponível em: <<https://www.solsticioenergia.com/2019/10/23/trackers-seguidores-solares/>>. Acesso em: 06 mai 2020.

SUNEARTHTOOLS. **Ferramentas para designers e consumidores de energia solar**. 2020. Disponível em: <https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt>. Acesso em: 15 mai 2020.

SUNTECO. **EstruturaSolar**. 2020. Disponível em: <<http://www.suntecobrasil.com.br/estrutura-solar/>>. Acesso em: 05 mai 2020.

UFRGS. **Localize na UFRGS**. Disponível em: <<https://www1.ufrgs.br/infraestrutura/geolocation/index.php?verb=pan&codpredio=>>>. Acesso em: 05 mai 2020.

VINTURINI, Mateus. **Dimensionamento de cabos e proteção em sistemas fotovoltaicos**. 2019. Disponível em: <<https://www.canalsolar.com.br/index.php/previewmenu/item/164-dimensionamento-de-cabos-e-protecao>> Acesso em: 03 abr 2020.

VILLALVA, Marcelo. **Funções e requisitos técnicos dos inversores fotovoltaicos – Parte I**. 2019. Disponível em: <<https://www.canalsolar.com.br/index.php/artigos/artigos-tecnicos/item/223-funcoes-e-requisitos-tecnicos-dos-inversores-fotovoltaicos-parte-i>> Acesso em: 03 abr 2020.

ANEXO A – Datasheet do módulo fotovoltaico CS3W – 405P







HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE
395 W ~ 415 W
CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P

MORE POWER

-  24 % more power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
-  Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Cell crack risk limited in small region, enhance the module reliability
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CBC AU
 IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE
 UL 1703: CSA
 Take-it-easy

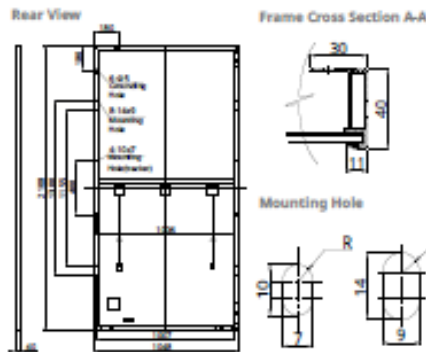


* We can provide this product with special IEC specifically certified with salt, acid, and ammonia tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

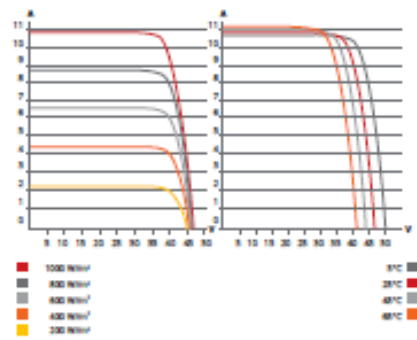
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in DHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (P _{max})	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (I _{sc})	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
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	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ +5 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*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (P _{max})	293 W	297 W	301 W	304 W	308 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	35.1 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.35 A	8.42 A	8.48 A	8.52 A	8.58 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.72 A	8.78 A	8.85 A	8.90 A	8.97 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	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E5, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

January 2018. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.571_0N

ANEXO B – DATASHEET DA CAIXA DE JUNÇÃO *StringBox M24*

INGECON
SUN

StringBox

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V, WITH CURRENT DETECTION

M12 / M16 / M18 / M20 / M24 / M32

The new INGECON® SUN StringBox M is a device for measuring each PV generator string current and detecting defective string current through INGECON® SUN Manager software, INGECON® SUN SCADA and/or other monitoring system. String currents can be monitored through the RS485 serial port.

The new INGECON® SUN StringBox M is a cost-effective PV string monitoring box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox M features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox M provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox M is an intelligent combiner box and are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- RS485 serial port for currents monitoring
- On-board temperature sensor
- Supervision of the DC isolating switch and SPD protection
- One analog input for external RTD
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs versions.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON

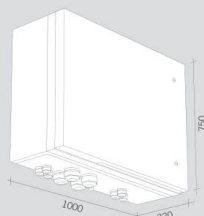
SUN

StringBox

	1,500 V			
	StringBox M 24	StringBox M 24B	StringBox M 32	StringBox M 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per inputs	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		10.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	42	52	50	55
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C. ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



M 24
42 kg.
M 24B
52 kg.
M 32
50 kg.
M 32B
55 kg.

Ingeteam

ANEXO C – DATASHEET DO INVERSOR INGECONSUN POWER MAX 500 TL

Ingecor[®]SunPower Max

100TL / 125TL / 250TL / 375TL / 500TL

Technical data

Model	IngecorSun 100TL	IngecorSun 125TL	IngecorSun 250TL	IngecorSun 375TL	IngecorSun 500TL
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	113 - 130 kWp	141 - 163 kWp	283 - 325 kWp	424 - 488 kWp	566 - 650 kWp
Voltage range MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Maximum voltage DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Maximum current DC	286 A	357 A	715 A	1,072 A	1,429 A
DC inputs	4	4	8	12	16
MPPT	1	1	2	3	4
Output (AC)					
Rated power AC HT ⁽³⁾	100 kW	125 kW	250 kW	375 kW	500 kW
Rated power AC HP ⁽⁴⁾	110 kW	137 kW	275 kW	412 kW	550 kW
Maximum current AC	326 A	368 A	736 A	1,104 A	1,472 A
Rated voltage AC	220 V IT	220 V IT	220 V IT	220 V IT	220 V IT
Frequency AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Phi Cosine ⁽⁵⁾	1	1	1	1	1
THD ⁽⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Efficiency					
Maximum efficiency	98.40%	98.10%	98.10%	98.10%	98.10%
Euroefficiency	97.50%	97.70%	97.70%	97.70%	97.70%
General Information					
Stand-by consumption	30 W	30 W	60 W	90 W	120 W
Consumption at night	1 W	<5 W	<5 W	<5 W	<5 W
Ambient temperature	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C
Relative humidity	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20

HT Mode (high temperature) - Rated outputs at 45°C
 HP mode (high power) - Rated outputs at 40°C

Notes:⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. ⁽²⁾ Must not be exceeded under any circumstances. Consider the voltage increase of the V_{oc} at low temperatures. ⁽³⁾ Up to 45°C ambient temperature, $P_{max} = 110\% P_{nom}$ for non permanent transients ⁽⁴⁾ Up to 40°C ambient temperature,

IngecorSun 250 TL

