

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA DO PARANÁ

VICTOR ROCHA CARNEIRO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UM PROJETO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

MEDIANEIRA

2022

VICTOR ROCHA CARNEIRO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UM PROJETO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Technical and Financial Analysis of a Photovoltaic Generation Project

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR)

Orientador: Diogo Marujo

Coorientador: Reginaldo Borges

MEDIANEIRA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

VICTOR ROCHA CARNEIRO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UM PROJETO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR)

Data de aprovação:16/novembro/2022

Diogo Marujo
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Reginaldo Borges
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Yuri Ferruzzi
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcos Fischborn
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2022

Dedico este trabalho à minha
família, pelos momentos de ausência.

AGRADECIMENTOS

Certamente estes parágrafos não irão atender a todas as pessoas que fizeram parte dessa importante fase de minha vida. Portanto, desde já peço desculpas àquelas que não estão presentes entre essas palavras, mas elas podem estar certas que fazem parte do meu pensamento e de minha gratidão.

Agradeço primeiramente a Deus, que sempre está comigo me orientando e abençoando.

Ao meu orientador Prof. Dr. Diogo Marujo e coorientador Prof. Dr. Reginaldo Borges, pela sabedoria com que me guiaram nesta trajetória.

Aos meus amigos, pelo apoio moral.

As empresas que tornaram o projeto possível.

Gostaria de deixar registrado também, o meu reconhecimento à minha família, pois acredito que sem o apoio deles seria muito difícil vencer esse desafio.

Enfim, a todos os que por algum motivo contribuíram para a realização desta pesquisa.

O esforço só é expresso em recompensa,
quando desistir é inaceitável.
(HILL, NAPOLEON, 1947).

RESUMO

A evolução da tecnologia possibilitou a descoberta de maneiras menos poluentes de geração de energia, uma das mais famosas é a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos, que a cada ano aumenta sua contribuição na matriz energética do mundo. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma comparação do investimento em um projeto fotovoltaico com outros de risco aproximado. Inicialmente realizou-se a análise completa das condições climáticas e físicas do local em que seria instalado o sistema em consonância com a necessidade de geração de energia fotovoltaica que seria necessária para suprir o consumo da unidade consumidora, posteriormente realizou-se o dimensionamento do sistema e a simulação de produtividade média teórica, solicitou-se e efetuou-se a comparação de orçamentos, com as características calculadas, de empresas da região, realizou-se a escolha da empresa para executar o projeto completo, e por fim, analisou-se a geração real baseada em dados de um ano de funcionamento dos equipamentos e executou-se uma comparação financeira do investimento no sistema solar com outros investimentos de renda fixa levando em consideração retorno e valorização da aplicação. A avaliação do local de instalação retornou o estudo de viabilidade de execução do projeto sem necessidade de realizar alterações na entrada de serviço da propriedade, a comparação dos orçamentos solicitados resultou num refinamento de qualidade e preço dos projetos, isso se comprovou na comparação de geração média real com o estipulado no dimensionamento realizado no trabalho, que tornou possível a validação do método de dimensionamento utilizado. Além disso, a estimativa de parâmetros dos investimentos resultou a vantagem do sistema fotovoltaico quando se considera a valorização dos equipamentos somado a rentabilidade gerada. O estudo, portanto, tornou cada etapa da escolha do conjunto gerador de energia fotovoltaica detalhada, contribuindo para a escolha de um projeto e empresa de execução adequada, além de demonstrar a importância de uma análise econômico-financeira e dimensionamento calculado considerando as variáveis que influenciam realmente nos resultados finais.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos; análise econômico-financeira; estudo de viabilidade, geração de energia fotovoltaica; estimativa de parâmetros.

ABSTRACT

The evolution of technology has enabled the discovery of less polluting ways of generating energy, one of the most famous is the generation of electricity through photovoltaic systems, which each year increases its contribution to the world's energy matrix. In this context, the present work aims to compare the investment in a photovoltaic project with others of approximate risk. Initially, a complete analysis of the climatic and physical conditions of the place where the system would be installed was carried out in line with the need for photovoltaic energy generation that would be necessary to supply the consumption of the consumer unit, later the system was dimensioned and the simulation of average theoretical productivity, a comparison of budgets was requested and carried out, with the calculated characteristics, of companies in the region, the company was chosen to execute the complete project, and finally, the analysis of the real generation based on data from one year of operation of the equipment and a financial comparison of the investment in the solar system with other fixed income investments was carried out taking into account return and valuation of the application. The evaluation of the installation site returned the feasibility study for the execution of the project without the need to make changes to the service entrance of the property, the comparison of the requested budgets resulted in a refinement of quality and price of the projects, this was confirmed in the comparison of average generation real with that stipulated in the dimensioning carried out in the work, which made it possible to validate the dimensioning method used. In addition, the estimation of investment parameters resulted in the advantage of the photovoltaic system when considering the valuation of equipment added to the profitability generated. The study, therefore, made each step of the choice of the photovoltaic energy generator set detailed, contributing to the choice of a project and adequate execution company, in addition to demonstrating the importance of an economic-financial analysis and calculated dimensioning considering the variables that influence really into the final results.

Keywords: photovoltaic systems; economic-financial analysis; feasibility study, photovoltaic power generation; parameter estimation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Oferta interna de energia por fonte	13
Figura 2 - Variação (%) do consumo de Eletricidade	14
Figura 3 - Faixas de energia.....	17
Figura 4 - Efeito fotovoltaico caracterizando DDP	18
Figura 5 - Representação dos componentes de um SFI	19
Figura 6 - Representação dos componentes de um SFDRD	20
Figura 7 - Representação dos componentes de um SFH	20
Figura 8 - Representação esquemática da ligação de um painel fotovoltaico	21
Figura 9 - Representação estrutural módulo fotovoltaico	22
Figura 10 - Painel solar monocristalino	23
Figura 11 - Painel solar policristalino.....	23
Figura 12 - Curvas características IxV e PxV de típicas de um módulo fotovoltaico	24
Figura 13 - Efeito da variação de irradiação solar na curva característica IxV	25
Figura 14 - Efeito da variação de temperatura das células sobre a curva IxV	26
Figura 15 - Movimento aparente do Sol observado a partir dos dois hemisférios	27
Figura 16 - Ângulo ideal para inclinação dos painéis fotovoltaicos	28
Figura 17 - Inversor da marca Fronius em funcionamento.....	29
Figura 18 - Fluxograma da Metodologia.....	38
Figura 19 - Instalação fotovoltaica em estudo	43
Figura 20 - Esquema de conexões escolhido para o inversor.....	57
Figura 21 - Esquema de conexões escolhido para o inversor.....	58
Figura 22 - Energia gerada pelo sistema simulado x energia	60
Figura 23 - Energia gerada pelo sistema simulado x energia	62
Figura 24 - Dados Econômicos	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade de energia solar instalada	16
Tabela 2 - Ângulo ideal de inclinação de acordo com latitude.....	28
Tabela 3 - Irradiação diária mensal em Medianeira [kWh/m ² dia].....	44
Tabela 4 - Média mensal e anual dos índices de irradiação	45
Tabela 5 - Histórico de consumo de energia elétrica no ano de 2018.....	46
Tabela 6 - Especificações técnicas do módulo BYD335-P6K-36-5B.....	47
Tabela 7 - Determinação do Feo.....	49
Tabela 8 - Parâmetros de entrada Fronius Eco 27.0-3-S.....	51
Tabela 9 - Parâmetros de entrada inversor Symo 12.5-3-M	52
Tabela 10 - Estimativa de geração mensal do SFDRD	60
Tabela 11 - Histórico de consumo de energia elétrica no ano de 2021.....	61
Tabela 12 - Características Orçamentos Solicitados.....	63
Tabela 13 - Geração Média Simulada dos Projetos Solicitados.....	64
Tabela 14 - Geração de energia real do SFDRD no ano de 2021.....	66
Tabela 15 - Custos de Implantação do SFDRD	68
Tabela 16 - Preço Médio Histórico dos Inversores.....	69
Tabela 17 - Rendimento Médio das Principais Rendas Fixas Atuais	70
Tabela 18 - Dados Necessários para Cálculo do Tempo de Retorno Financeiro.....	70
Tabela 19 - Rentabilidade dos Investimentos.....	74
Tabela 20 - Rentabilidade e valorização dos investimentos.....	75

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivo Geral	11
1.2	Objetivos específicos	12
2	REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1	Energia elétrica no brasil	13
2.2	Energia solar fotovoltaica	15
2.3	Efeito fotovoltaico	17
2.4	Tipos de sistemas	19
2.5	Módulo solar fotovoltaico	21
2.5.1	Curvas características do modulo fotovoltaico	24
2.5.2	Inclinação e orientação dos módulos solares	26
2.6	Inversor de frequência	29
2.7	Cenários de perda	30
2.8	Normativas	31
2.9	Análise econômica de implantação do sistema fotovoltaico	34
2.9.1	Payback	35
2.9.2	Taxa mínima de atratividade – TMA	35
2.9.3	Valor presente líquido – VPL	36
2.9.4	Taxa interna de retorno – TIR	36
2.9.5	Valor futuro – VF	37
3	METODOLOGIA	38
3.1	Análise do local de implantação	39
3.2	Análise climática	39
3.3	Levantamento do consumo de energia	40
3.4	Dimensionamento do sistema	40
3.5	Simulação de produtividade do sistema	41
3.6	Análise de orçamentos	41
3.7	Produtividade real do sistema	41
3.8	Análise financeira	42
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	43
4.1	Local de implantação	43
4.2	Características climáticas da região	44

4.3	Consumo de energia da unidade consumidora	45
4.4	Calculando o sistema	46
4.4.1	Escolha dos módulos fotovoltaicos	47
4.4.2	Cálculo do número de módulos	48
4.4.3	Escolha dos inversores.....	50
<u>4.4.3.1</u>	<u>Cálculo de ligação dos módulos aos inversores</u>	<u>52</u>
<u>4.4.3.2</u>	<u>Número máximo de painéis ligados ao inversor fronius eco 27.0-3-S.....</u>	<u>54</u>
<u>4.4.3.3</u>	<u>Número máximo de painéis ligados ao inversor fronius symo 12.5-3-M.....</u>	<u>55</u>
<u>4.4.3.4</u>	<u>Escolha da configuração de ligação dos painéis com os inversores</u>	<u>56</u>
4.5	Produtividade simulada do sistema.....	59
4.6	Análise dos projetos solicitados	62
4.7	Geração de energia real do sistema	66
4.8	Análise financeira	68
4.8.1	Comparação com outros investimentos.....	73
5	CONCLUSÕES	76
	REFERÊNCIAS.....	78
	ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	78
	ANEXO B – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO DO	
	SISTEMA FOTOVOLTAICO	78
	ANEXO C – ART DA EXECUÇÃO DO PROJETO FOTOVOLTAICO.....	78

1 INTRODUÇÃO

O crescimento territorial e econômico de um país está diretamente vinculado ao aumento da necessidade de utilização da energia elétrica. Esse aumento no consumo de energia conduz o país a realizar investimentos na área de produção de energia.

Devido a crises hídricas que alguns países vêm enfrentando, torna-se indispensável a posse de diferentes fontes de produção de energia para caso uma determinada modalidade de geração fique indisponível (ANEEL, 2021). Dentre essas fontes, uma das opções que cresce continuamente no mundo, é a produção de energia elétrica através da captação de irradiação solar.

O Brasil é um país portador de uma das maiores taxas médias de irradiação solar do mundo, com um potencial de geração de energia solar durante todo o ano, dessa forma a energia solar torna-se uma ótima alternativa dentre as fontes de geração renováveis (WEIRICH, 2020).

O fato de o Brasil possuir a geração de energia Termelétrica como opção secundária diante de uma crise hídrica, além da poluição causada pelos gases provenientes da queima dos combustíveis, faz com que o custo da energia fique elevado para o consumidor na ponta, devido as alterações nas bandeiras tarifárias existentes para adaptar o custo da produção em determinadas épocas do ano e situações climáticas. Esse fator foi fundamental para ampliação de investimentos em energia fotovoltaica, energia obtida através da produção de biogás, entre outras que são fontes de energias renováveis (INPE, 2019).

O aproveitamento da energia proveniente do sol é motivo de estudo e desenvolvimento de pesquisa no meio científico. A aprimoração das técnicas e tecnologias responsáveis pela conversão da energia solar em elétrica envolve o uso de células fotovoltaicas, que fazem o papel de converter a irradiação solar em energia elétrica. A realização dessa conversão é codependente de vários fatores que devem ser levados em consideração no estudo (EPE, 2017).

Para obter o melhor aproveitamento técnico e financeiro de um sistema fotovoltaico deve-se analisar todos os fatores que influenciam no seu desempenho, juntamente com a viabilidade econômica da implantação do gerador.

Nesse contexto, este trabalho tem o intuito de dimensionar um sistema fotovoltaico dependente da rede de distribuição elétrica – SFDRD com instalação na cidade de Medianeira – PR, e realizar uma comparação técnica e econômica entre o projeto dimensionado e quatro projetos solicitados a empresas voltadas a esse nicho. A comparação será utilizada para comparar os projetos provenientes das empresas, bem como identificar possíveis discrepâncias técnicas e econômicas. Após o sistema instalado, executou-se uma análise da produção de energia do gerador e uma análise financeira do projeto baseando-se nos gastos e retornos obtidos, comparando o investimento com outras modalidades de negócios de mesmo risco financeiro. Além do *payback*, foi calculada a Taxa de Retorno Interno – TIR e o Valor Presente Líquido – VPL do investimento, com o objetivo de compará-lo com outras modalidades de negócios de mesmo risco financeiro.

1.1 Objetivo Geral

Auxiliar o consumidor na escolha de projeto fotovoltaico confiável, através da comparação entre alguns projetos realizados por empresas de energia solar e o dimensionamento adequado para o consumo da unidade, considerando as variáveis que influenciam na geração final do sistema realizado nesse trabalho. Posto isto, após a o equipamento entrar em funcionamento, estudar a viabilidade econômica do projeto de acordo com os dados reais de geração e confrontá-la com o estudo apresentado pelas empresas e outros investimentos de mesmo risco.

1.2 Objetivos específicos

Partindo da premissa que os objetivos específicos são as etapas detalhadas para o cumprimento do objetivo geral do trabalho, tem-se:

- Dimensionar um sistema com o auxílio do software RADIASOL para a unidade consumidora em estudo, baseando-se no histórico de consumo de energia elétrica presente na fatura de energia.
- Comparar as questões técnicas e econômicas do projeto dimensionado no trabalho com quatro projetos de empresas especialistas em sistemas fotovoltaicos da região.
- Auxiliar o leitor na escolha do projeto mais adequado, de acordo com o dimensionamento do trabalho.
- Verificar se o sistema fotovoltaico instalado foi corretamente dimensionado, comparando os dados reais de geração e consumo de energia com os dados estimados no dimensionamento simulado do sistema fotovoltaico.
- Validar, se possível, o método utilizado para o dimensionamento do sistema solar em estudo, baseando-se nas informações de geração de energia disponibilizadas na plataforma de monitoramento.
- Analisar a viabilidade econômica do investimento e comparar com outras aplicações de mesmo risco.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A aplicação de um determinado método deve ser realizada posteriormente a um estudo completo sobre o assunto, portanto, serão apresentados nessa seção alguns conceitos básicos sobre energia solar, características da geração de energia fotovoltaica, componentes de um sistema, normativas referentes a essa energia, entre outros detalhes que devem ser expostos ao leitor antes de tratar especificamente do Sistema fotovoltaico dependente da rede de distribuição - SFDRD.

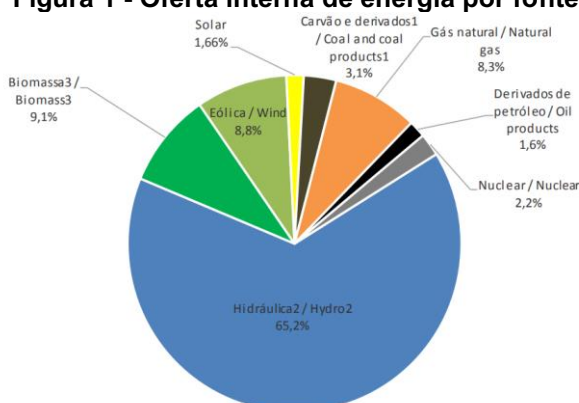
2.1 Energia elétrica no Brasil

Conforme os dados divulgados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2020), a geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 621,2 TWh em 2020, resultado 0,8% inferior ao de 2019.

A geração elétrica a partir de não renováveis representou 15,8% do total nacional, contra 17,7% em 2019. Entretanto é importante destacar a evolução do gás natural que ao longo dos últimos dez anos ao deslocar o óleo combustível e o diesel, contribuiu para minimizar as emissões provenientes da geração de eletricidade a partir de fontes não renováveis. (ONS, 2020).

A Figura 1 apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2020.

Figura 1 - Oferta interna de energia por fonte

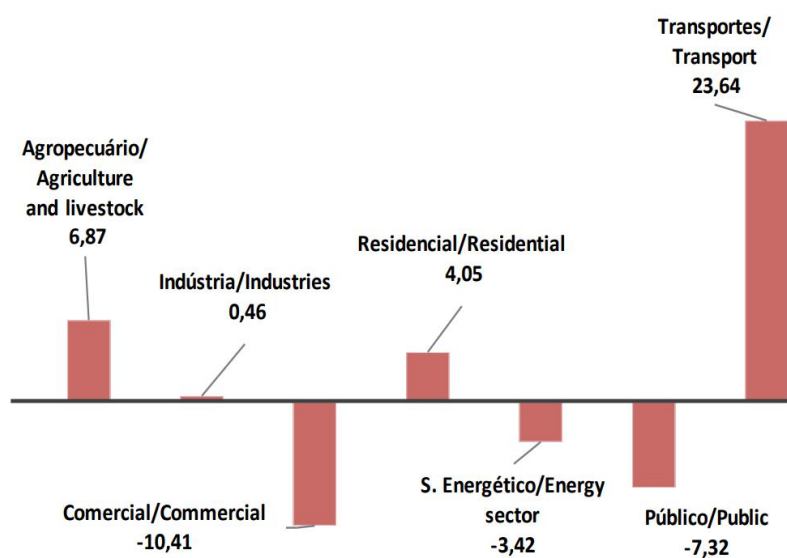


Fonte: BEN (2020).

De acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (2020), o Brasil possui uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que responde por 65,2% da oferta interna. As fontes renováveis representam 84,8% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável.

O ano de 2020 foi marcado pela pandemia que ocasionou grandes impactos na economia mundial e nacional. A Figura 2 expressa essa realidade.

Figura 2 - Variação (%) do consumo de Eletricidade



Fonte: EPE (2020).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020), setores relevantes da economia nacional sofreram quedas acentuadas no consumo de energia elétrica tais como os setores comercial, público e energético. O consumo das indústrias oscilou positivamente (0,46%), com destaque apenas para o setor de alimentos e bebidas puxado pela produção de açúcar que cresceu 41,3% em relação ao ano anterior.

O setor residencial, em razão das políticas de distanciamento social, home office adotado por vários segmentos da economia nacional, entre outras, houve um crescimento de 4,05% no consumo de energia elétrica nos domicílios. O agropecuário cresce acompanhando o avanço das atividades associadas à agricultura e o transporte, que apesar de apresentar a maior oscilação positiva, parte de uma base

ainda muita baixa de consumo (0,4% da demanda de eletricidade nacional). (EPE, 2020).

2.2 Energia solar fotovoltaica

A energia elétrica proveniente de fontes esgotáveis e naturais, como o petróleo e o gás natural, predomina em âmbito global. No entanto, a preocupação com os efeitos dessas fontes energéticas, as quais emitem dióxido de carbono e geram significativas alterações climáticas, despertou a necessidade de utilização de energias renováveis e com baixo impacto ambiental, como, por exemplo, a energia solar (SOUZA, 2013).

A energia solar é a forma de produção de energia que menos causa danos ao meio ambiente. Os colaterais são inevitáveis pois a poluição ocorre desde o processo de fabricação dos equipamentos até o seu possível descarte posterior ao vencimento da vida útil. Porém isso se torna irrelevante quando comparado aos danos causados por outros tipos de fontes de energia no Brasil (ANEEL, 2020).

De acordo com Torres (2012), a demanda de energia elétrica é crescente e, conseqüentemente, a capacidade de geração também precisa ser ampliada, com criação de novas unidades geradoras, linhas de transmissão e distribuição. Nesse aspecto, a energia solar também ganha destaque, posto que pode ser gerada de forma descentralizada, sem a necessidade de extensas áreas afastadas dos centros urbanos, de forma silenciosa e sem poluição.

A Tabela 1 demonstra, em Mega Watts, a capacidade de geração de energia solar instalada em alguns países até o ano de 2020.

Tabela 1 - Capacidade de energia solar instalada

Ranking	País	Capacidade Instalada [MW] (acumulada em 2020)
1	China	253884
2	EUA	73814
3	Japão	68665
4	Alemanha	53751
5	Índia	38983
6	Itália	21594
7	Austrália	17342
8	Vietnã	16504
9	Coréia do Sul	14575
10	Reino Unido	13462
11	Espanha	11785
12	França	11724
13	Países Baixos	10213
14	Brasil	10000

Fonte: IRENA (2021)

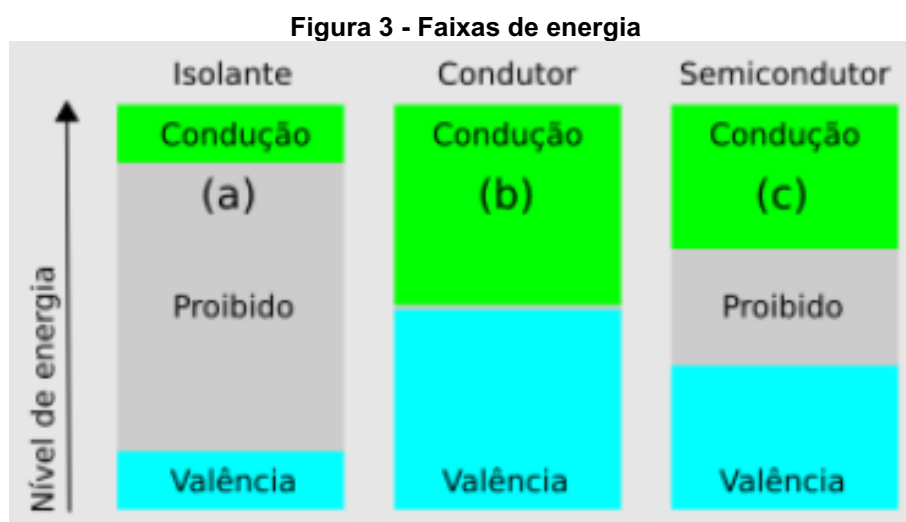
Por mais que o consumo de energia fotovoltaica ainda seja baixo nacionalmente, seu incentivo pode garantir segurança energética nos próximos anos. O Brasil foi o único país da América Latina entre os 15 primeiros colocados no ranking mundial, com 10 GW alcançados, o que equivale a mais de 70% da potência da usina hidrelétrica de Itaipu, segunda maior do mundo e maior da América Latina.

A geração de energia elétrica, por intermédio da energia solar, demanda estudo, análise e aplicação do sistema fotovoltaico, o qual é composto de instrumentos específicos, tais como os módulos solares, controladores, inversores, baterias e toda a estrutura de suporte. Com efeito, os módulos solares são imprescindíveis para funcionamento do referido sistema, considerando que são responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica (SOUZA, 2016).

2.3 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico tem por definição ser o fenômeno físico que permite a conversão da luz em eletricidade sem processos intermediários. Esse fenômeno ocorre quando a radiação eletromagnética do Sol (calculada em kWh/m².dia), penetra uma célula composta de materiais semicondutores, que se caracterizam pela presença de camadas de energia onde é permitida a presença de elétrons (camada de valência) e de outra totalmente vazia (camada de condução) (Portal Solar, 2019).

O espaço entre essas duas camadas de energia é denominado camada proibida (hiato elétrico). Elementos isolantes apresentam uma faixa larga, já os materiais semicondutores apresentam faixa proibida média, de modo que fótons, na faixa de luz visível com energia acima do hiato de energia possam estimular elétrons da faixa de valência para a zona de condução, a Figura 3 ilustra as condições citadas (PINHO; GALDINO, 2014).



Fonte: BROPHY (2008).

Segundo Câmara (2011), o semicondutor mais utilizado para esse processo é o silício. Seus átomos possuem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Se o material for dopado (ligado) com elementos como o fósforo, que possui 5 elétrons de ligação, haverá um elétron “sobrando” que não poderá ser emparelhado e que ficará ligado fracamente a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a camada de condução.

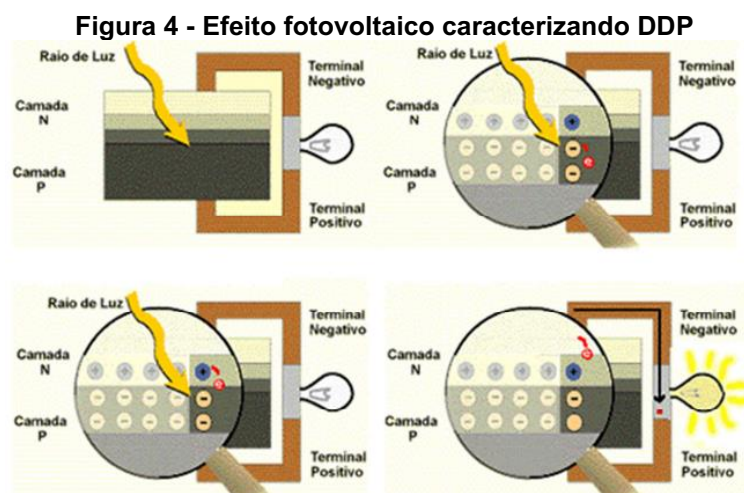
Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante tipo n.

Se nesta mesma rede forem adicionados átomos com três elétrons de ligação, como o boro, haverá a falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos que compõe a rede. Devido a isto o boro é chamado de dopante aceitador de elétrons, ou seja, do tipo p (VILELA, 2010).

Dessa forma, se considerarmos um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção pn. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam.

Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p. Este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n (CÂMARA, 2011).

A Figura 4 demonstra graficamente o que ocorre quando uma junção pn sofre exposição a fótons com energia maior que o gap. Pode-se observar que ocorre a geração de pares elétron-lacuna. Quando isso ocorre na região onde o campo elétrico é diferente zero, as cargas se deslocam, gerando assim, uma diferença de potencial nas extremidades do semiconductor. Se estas extremidades forem conectadas entre si, haverá circulação de elétrons, caracterizando uma corrente elétrica e resultando em um diferencial de potencial elétrico – DDP (SOARES; VIEIRA; GALDINO, 2010).



Fonte: CRECESB (2012).

2.4 Tipos de sistemas

Um Sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias:

- 1) Sistema Fotovoltaico Isolado – SFI
- 2) Sistema Fotovoltaico dependente da rede de distribuição – SFDRD
- 3) Sistema Fotovoltaico híbrido – SFH

Segundo ABB (2019), o SFI, são aqueles que produzem eletricidade independentemente de outras fontes de energia. Estes podem alimentar cargas de corrente contínua e/ou de corrente alternada, dependendo da aplicação desejada, os componentes dessa categoria de geração podem ser observados na Figura 5.

Figura 5 - Representação dos componentes de um SFI



Fonte: GHS ENGENHARIA (2020)

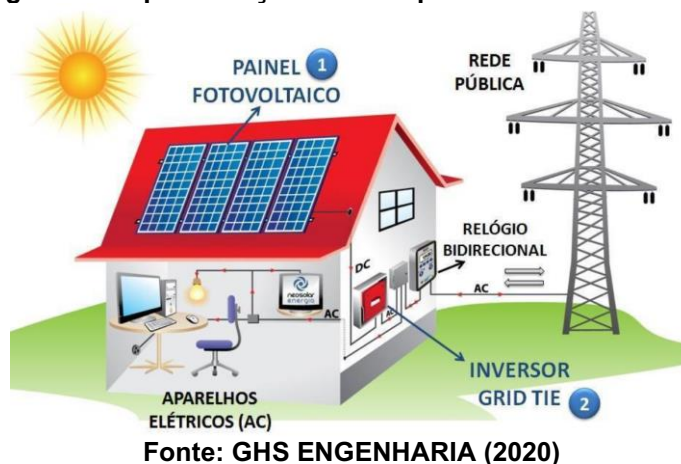
Nos casos onde as cargas necessitam de tensão e corrente alternadas, utiliza-se o inversor de frequência, apontado como elemento quatro na figura acima. Já em casos onde a carga pode ser alimentada em corrente e tensão contínuas, esse equipamento é descartado do projeto.

Conforme Sungrow (2019), um SFDRD, ou seja, um sistema de micro ou minigeração distribuída se torna bastante atrativo, pois não há necessidade de armazenamento de energia, reduzindo significativamente o investimento. Esse dentre

outros motivos contribuiu para o crescimento exponencial do número de instalações desse modelo.

Os componentes dessa categoria de geração podem ser observados na Figura 6. Os estudos deste trabalho levam como base o SFDRD, detalhes e normas desse sistema são abordados nos próximos capítulos.

Figura 6 - Representação dos componentes de um SFDRD



Os sistemas híbridos são os sistemas isolados operando em conjunto com outros geradores, como os eólicos, a diesel, a gás, a gasolina, e até mesmo a rede elétrica.

Em algumas situações, essa união pode ser mais vantajosa e econômica do que um sistema fotovoltaico operando de forma autônoma, já que acarreta na redução da potência instalada de painéis solares, diminuindo assim os custos totais. Esse tipo de sistema não é tão comum quanto os SFDRD, os componentes dessa categoria de geração podem ser observados na Figura 7.

Figura 7 - Representação dos componentes de um SFH



2.5 Módulo solar fotovoltaico

Módulos fotovoltaicos, denominados também de painéis ou placas solares, são formados por células fotovoltaicas, que conectadas constituem a formação do painel fotovoltaico. A quantidade de painéis determina a capacidade de geração de energia do projeto, e quando se considera um SFDRD a qualidade dos painéis e do inversor de frequência no conjunto, determinará o funcionamento do sistema.

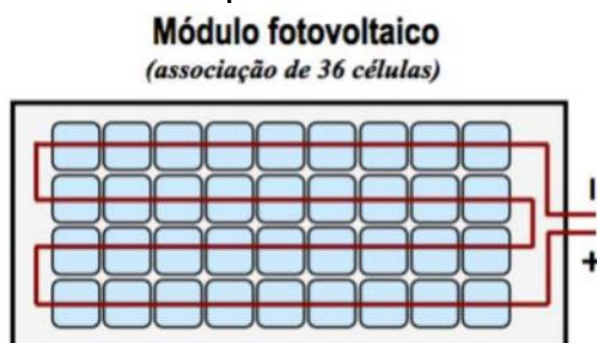
Existem vários outros fatores que serão comentados nos próximos tópicos, porém os principais são os citados acima.

O módulo solar é composto por um conjunto de células fotovoltaicas, que convertem luz solar em energia elétrica. Nessa conversão, diversos materiais semicondutores são utilizados, tendo o silício como principal material na questão custo, fácil acesso e benefício (TORRES, 2012).

As denominadas células fotovoltaicas geram o fenômeno fotovoltaico, por meio da absorção da luz solar. No entanto, uma célula fotovoltaica não é capaz de armazenar a energia elétrica produzida, sendo que, tão somente, gera um fluxo de elétrons enquanto a luz solar incidir sobre ela (NASCIMENTO, 2017).

A ligação dessas células é feita em série, cada célula possui uma tensão em média de 0,4 a 0,7 Volts, com uma corrente em média de 3 a 5 Amperes. A Figura 8 apresenta o arranjo de ligações de 36 células para a formação de um módulo fotovoltaico exemplo.

Figura 8 - Representação esquemática da ligação de um painel fotovoltaico



Fonte: PEARSON (2011).

Além dos componentes interno, a estrutura externa de um painel é muito importante, a Figura 9 mostra a estrutura básica de um módulo.



Fonte: PORTAL SOLAR (2018)

Atualmente, existem módulos de várias marcas e tecnologias, fazendo com que haja uma alta demanda de novidades no mercado. Além da estrutura básica do módulo, existem painéis com tecnologia bifacial, permitindo que a irradiação que “atravessa” a placa, reflita no solo ou telhado, gerando energia também através de sua face traseira, e aumentando o rendimento do módulo em até 15% (NETO, 2018).

Como dito anteriormente, o material mais utilizado para a transformação da irradiação solar em energia elétrica é o silício. Dentre os modelos de painéis disponíveis no mercado temos os construídos com silício monocristalino e silício policristalino.

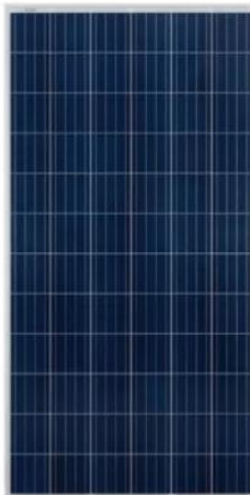
A célula de silício monocristalino é considerada mais pura devido ao seu processo de construção ser mais severo exigindo que o material seja extraído de uma só peça durante a mineração.

A Figura 10 demonstra um módulo formado por células monocristalinas. Nela pode-se observar uma uniformidade em todo o material, isso faz com que painéis monocristalinos apresentem uma eficiência maior que os policristalinos, alcançando atualmente de 19% a 21% de eficiência (BYD, 2021).

Figura 10 - Painel solar monocristalino

Fonte: BYD (2021)

Painéis de silício policristalino ou multicristalino representados na Figura 11, apresentam uma coloração mais clara pois seu material não é tão puro, possui também um custo de produção mais econômico que os monocristalinos, haja vista que seu processo de fabricação é menos severo e feito com sobras de silício que não foi utilizado. Conseqüentemente sua eficiência é menor devido a sua baixa pureza, células policristalinas possuem eficiência entre 13% e 16% (BYD, 2021).

Figura 11 - Painel solar policristalino

Fonte: BYD (2021)

2.5.1 Curvas características do módulo fotovoltaico

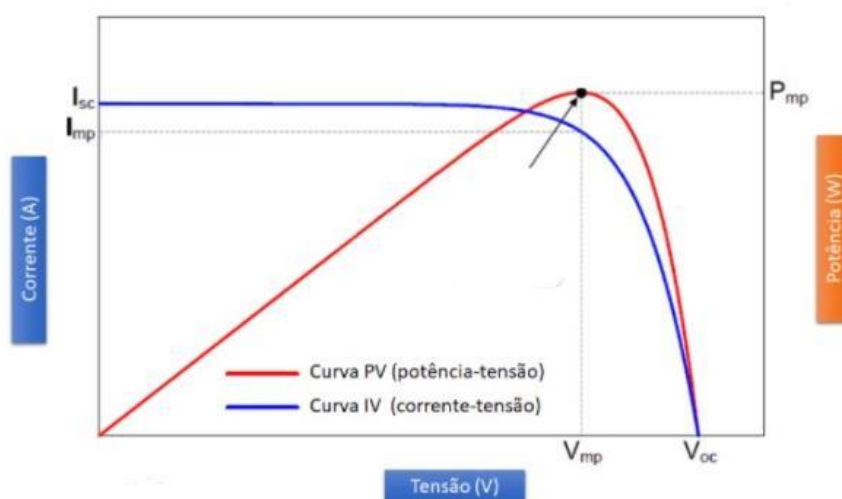
No processo de dimensionamento de um SFDRD deve-se considerar quatro fatores principais: irradiação solar na região, normas técnicas da concessionária local, posicionamento dos módulos e escolha do equipamento adequado para o projeto.

Para a escolha das placas, deve-se observar o datasheet e ter conhecimento das três variáveis principais que influenciam no desempenho do sistema. Essas variáveis são representadas de forma confrontada através de gráficos compostos pelas curvas características dos painéis.

Um ponto relevante no estudo de células fotovoltaicas é o conhecimento das suas características de resposta elétrica da curva que compara o comportamento da corrente em relação a tensão do módulo (curva IxV). Quando a célula é exposta a algumas variações, tanto de carga como variações na incidência solar ou temperatura, a corrente varia conforme o gráfico IxV (ALVARENGA , 2016).

A Figura 12 apresenta uma curva característica de IxV e a curva PxV (potência comparada a tensão) de um módulo fotovoltaico genérico.

Figura 12 - Curvas características IxV e PxV típicas de um módulo fotovoltaico



Fonte: Canal Solar (2021)

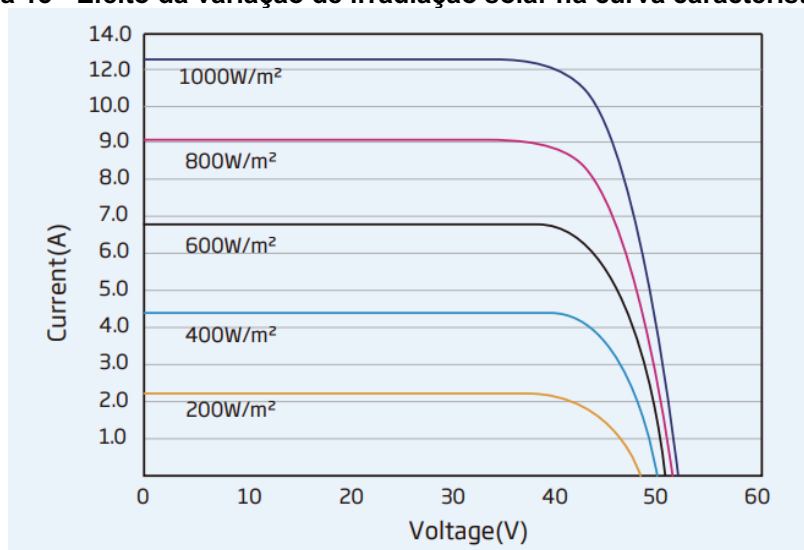
Observando o gráfico, nota-se que a corrente do módulo é mantida numa constante até próximo do ponto de potência máxima de geração, já a tensão aumenta conforme o nível de irradiação fornecido para o painel. Outro ponto relevante é que

cada modelo possui sua tensão e corrente ideal, V_{mp} e I_{mp} , para máxima potência gerada.

A curva característica das células fotovoltaicas tem uma variação de tensão e corrente. A tensão da célula sofre maior influência devido à temperatura na qual a célula se encontra, no entanto, a corrente gerada pela célula tem maior influência quando a radiação é alterada (ALVARENGA, 2016).

A Figura 13 possibilita a análise da variação da corrente e tensão devido a variação da irradiação aplicada nas células.

Figura 13 - Efeito da variação de irradiação solar na curva característica IxV



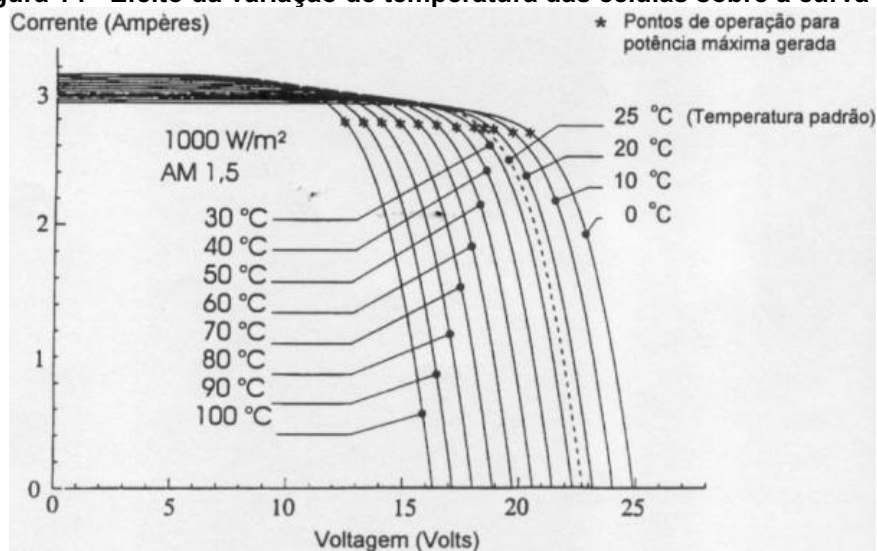
Fonte: Trina solar (2021)

Observando a Figura 13, percebe-se que quanto maior a irradiação solar, maior a corrente de um módulo, isso implica o dimensionamento quando se observa a irradiação média na região de instalação e realiza-se a comparação com a Corrente de máxima potência - I_{mp} do módulo escolhido. Dessa forma sabe-se se o sistema terá facilidade em chegar em sua potência máxima de geração no período de pico de irradiação diária.

Os painéis disponíveis no mercado são dimensionados com uma I_{mp} proporcional a média de irradiância nos países de destino do equipamento, haja vista que o objetivo do fabricante é possuir um produto que se adapte em qualquer região do mundo, sem precisar adaptar seu produto para cada estado de destino.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a tensão da célula sofre maior variação em relação à temperatura que a célula se encontra. A Figura 14 demonstra a curva característica da variação da tensão devido à variação da temperatura.

Figura 14 - Efeito da variação de temperatura das células sobre a curva IxV



Fonte: GEPEA (2016)

Percebe-se que quanto maior a temperatura ambiente, menor é a tensão produzida pelo painel e a corrente aumenta minimamente. Dessa forma, ao contrário do que muitos pensam, quanto menor a temperatura, maior a potência produzida.

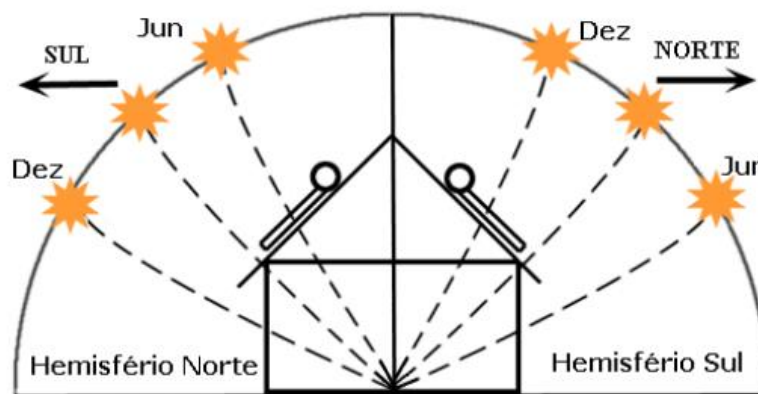
O fator temperatura parece irrelevante, porém ele demonstra que o componente principal para realização do efeito fotovoltaico não é a temperatura ambiente, e sim a irradiação solar.

2.5.2 Inclinação e orientação dos módulos solares

A inclinação e orientação dos módulos tem extrema influência no resultado do projeto. Segundo Souza (2013), em caso de projetos que serão instalados no hemisfério Sul, sempre procurar orientar os módulos para o norte geográfico, já para projetos de instalação no hemisfério norte do planeta, procurar orientar os módulos para o sul geográfico.

A Figura 15 exemplifica a orientação adequada dos módulos referenciando os dois hemisférios, essa orientação serve para aproveitar todo o período de sol dentro das 24 horas e principalmente o máximo de irradiação direta na placa.

Figura 15 - Movimento aparente do Sol observado a partir dos dois hemisférios



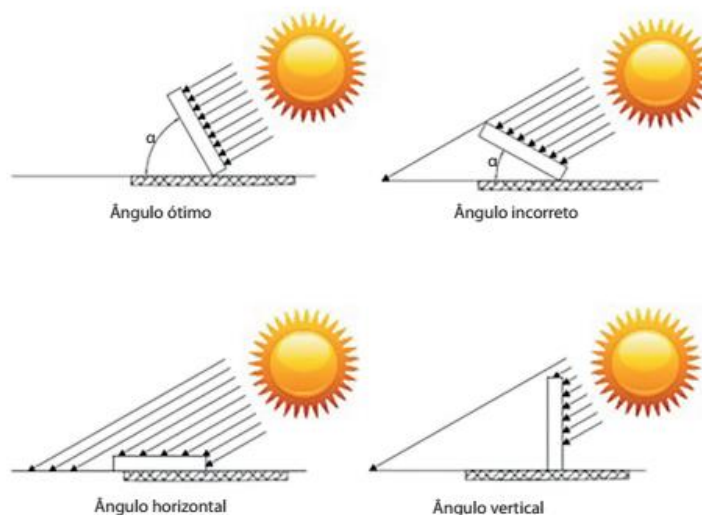
Fonte: COTA (2009)

A consulta da irradiação local pode ser realizada com mais detalhes no software RADIASOL02 ou, de maneira mais simplificada, na plataforma do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito – CRESESB.

O site fornece os dados de irradiação média anual local, considerando orientação dos painéis para o norte geográfico e a irradiação baseada nos módulos inclinados em plano horizontal, ângulo igual a latitude, ângulo de maior média anual e maior mínimo mensal (CRESESB, 2021).

Outro detalhe importante é o ajuste do ângulo de inclinação correto do módulo com relação ao solo para otimizar a produção de energia ao longo do ano, demonstrado na Figura 16. Para isso, deve-se levar em conta a latitude geográfica da localidade onde o sistema é instalado (Souza, 2013).

Figura 16 - ângulo ideal para inclinação dos painéis fotovoltaicos



Fonte: VILLALVA; GAZOLI (2014)

O planeta Terra possui uma leve inclinação em seu eixo rotativo, além de que sua superfície é curva, temos como resultado a incidência não uniforme dos raios solares ao longo de sua superfície. A Tabela 2, retirada de (VILLALVA; GAZOLI, 2014), mostra o ângulo de instalação recomendado para painéis fotovoltaicos de acordo com a latitude da localização.

Tabela 2 - Ângulo ideal de inclinação de acordo com latitude

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: VILLALVA; GAZOLI (2014)

Dessa forma, calcula-se uma correção de ângulo no dimensionamento do projeto com o objetivo de deixar os painéis com ângulo ótimo de inclinação, ou seja, com aproveitamento total dos raios solares com incidência direta no módulo.

2.6 Inversor de frequência

Módulos solares transformam irradiação solar em energia elétrica, gerando energia com tensão e corrente contínuas, como foi observado nas curvas características dos painéis. Por esse motivo é necessário o uso de um equipamento eletrônico conhecido como inversor de frequência, para que se obtenha tensão em corrente alternada com as características de frequência, conteúdo de harmônicos e forma de onda, necessárias para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica pública e possibilitar assim, a interconexão à rede.

A Figura 17 apresenta um inversor de frequência da marca Fronius em funcionamento (mesma marca que se utilizou para realizar o desenvolvimento deste trabalho). Além de fazer esta conversão, o equipamento possui também um conjunto de componentes que fazem a proteção elétrica do sistema de geração e registram os dados de geração, níveis de tensão e corrente.

Figura 17 - Inversor da marca Fronius em funcionamento



Fonte: Autoria Própria (2021)

Um dos pontos mais importantes que determina se o equipamento é de qualidade, é sua eficiência. Hirth (2015) diz que um diferencial de 1% na eficiência do inversor pode resultar 10% a mais em energia gerada ao longo de um ano, e que a eficiência máxima não coincide com a potência máxima, sugerindo a utilização de um conjunto de módulos com potência total inferior à potência máxima do inversor para um melhor aproveitamento.

O conceito de um inversor ideal seria uma máquina de máxima eficiência que possa controlar o conteúdo de harmônicos, que deve ser baixo o suficiente para proteger tanto as cargas quanto os equipamentos da rede elétrica, de modo que a forma da onda e o fator de potência devem estar dentro dos níveis aceitáveis pela concessionária elétrica (ABB, 2021).

O inversor de frequência para sistemas conectados a rede possui entradas denominadas MPPT's (*Maximum Power Point Tracking*, em inglês) que limitam tensão e corrente suportadas pelo inversor, fazendo com que o sistema trabalhe sempre com maior eficiência e prevenindo o circuito interno da máquina de danos causados por sobrecargas.

Outra característica exigida pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro, é a função detecção de ilhamento nos inversores. Essa função basicamente possui duas tarefas:

- Detectar quando a rede de transmissão está em manutenção (a energia da rede para de ser injetada na carga) e fazer com que a geração pare para não oferecer risco de acidentes aos funcionários que estão realizando a manutenção;
- Quando outra fonte de energia (gerador a diesel por exemplo) for acionada, automaticamente o inversor para de converter a energia gerada pelos módulos, fazendo com que não haja conflito na rede elétrica da carga e evitando danos aos equipamentos.

2.7 Cenários de perda

As perdas em SFDRD podem ser classificadas em duas categorias, as perdas secundárias e perdas primárias (CÂMARA, 2011).

As perdas secundárias são: perdas nos condutores, eficiência do inversor, *mismatch* no MPPT, diodos e conexões e degradação dos módulos. As perdas dessa classe podem ser minimizadas, de forma que se faça a escolha certa e dimensionamento correto dos componentes para minimizá-las.

As perdas primárias são: poeira, sombreamento, alta temperatura no módulo e desvio no rendimento nominal do módulo devido à radiação; esse tipo de perda pode ser calculado e evitado.

A poeira não afeta a produção do sistema de imediato. Mas ao longo dos meses, ela pode impactar bastante, dependendo da quantidade de poeira e do longo intervalo inadequado entre uma limpeza e outra dos módulos (CÂMARA, 2011).

O melhor remédio para evitar esse tipo de perda é efetuar a limpeza correta de 3 em 3 meses considerando uma localidade com poeira constante, como uma rua sem calçamento, canteiros de obra, cidades com poluição alta e áreas rurais.

Segundo Câmara (2011), o sombreamento pode ser causado por árvores, platibandas ou até mesmo prédios vizinhos. Esse fator causa uma limitação na geração e diminui a vida útil dos painéis pelo fato de sobreaquecerem nos pontos de sombreamento.

A melhor forma de evitar essa perda, é evitando instalações próximas a objetos que possivelmente causarão um sombreamento em algum horário do dia.

A alta temperatura do módulo e desvio da irradiação são inevitáveis, pois são perdas que possuem diferentes impactos por variarem sua intensidade conforme a latitude e longitude do local da instalação, coordenadas que definem o clima e irradiação solar da região (CÂMARA, 2011).

Uma maneira de diminuir essas perdas é dimensionando o SFDRD considerando todos esses fatores climáticos da região de implantação.

2.8 Normativas

A agência responsável por determinar normativas correspondentes a geração de energia fotovoltaica, entre outros fatores, é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em 17 de abril de 2012 tornou-se realidade a autogeração de energia elétrica a partir da Resolução Normativa – REN 482, a qual permitia que qualquer pessoa física ou jurídica poderia instalar um sistema de microgeração ou minigeração de acordo com as normas de instalação da Norma Brasileira regulamentadora – NBR 5410 ANEEL (2021).

Segundo a ANEEL (2021), a REN 482 determinava que sistemas com potência instalada igual ou menor que 75 quilowatts (kW) estariam classificados como Microgeração distribuída, já sistemas com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 megawatts (MW) se encaixariam na classificação de Minigeração.

Além disso, o marco mais importante da REN 482 da ANEEL, foi a criação do sistema de compensação de energia elétrica no segmento de geração distribuída. Seu funcionamento se baseia na injeção da energia excedente produzida pelo consumidor na rede distribuidora local como um empréstimo.

A energia injetada retorna ao consumidor como crédito calculado em kW, que são usados para abater a energia consumida da rede quando não há geração de energia pelo sistema fotovoltaico, por exemplo durante a noite em que o sistema desliga pois não há irradiação solar.

Outra vantagem foi a possibilidade de utilizar os créditos gerados, com período de expiração de 5 anos, para abater o consumo de energia de outros imóveis com a mesma titularidade da unidade geradora da energia solar, desde que ambas as propriedades sejam atendidas pela mesma concessionária. Os créditos são abatidos no imóvel que gerou a energia para só então compensarem as demais unidades consumidoras ANEEL (2021).

Com o objetivo de revisar algumas questões sobre geração distribuída e atualizar alguns detalhes diante da evolução da tecnologia e do aumento considerável na potência instalada no país a partir de 2012, a ANEEL lançou a REN – 687 no ano de 2015 caracterizada com uma atualização da REN – 482.

A atualização trouxe a possibilidade da compensação remota de energia sem a necessidade do padrão medidor consumir parte da energia gerada, enviando todos os créditos para até vinte unidades consumidoras diferentes, desde que os imóveis estejam na mesma titularidade. Ou seja, antes dessa atualização, a compensação remota já ocorria, porém a revisão da norma permitiu a construção de um padrão de energia em uma determinada propriedade de uso exclusivo para injeção de energia elétrica na rede ANEEL (2021).

Em 2021 a ANEEL trouxe o comunicado DMED/0008/2021/E que permitiu a possibilidade da instalação de vários sistemas em uma propriedade de mesma escritura, desde que os limites de potência não ultrapassem o limite demandado e limitado pela corrente do disjuntor presente no padrão medidor existente no local.

Essa limitação do dimensionamento do SFDRD relacionada ao padrão, define o máximo de potência instalada em equipamentos no local, ou seja, a demanda permitida pela concessionária local, essa potência é sempre comparada a menor potência do projeto, seja do inversor de frequência ou do total de potência dos painéis.

A demanda pode ser consultada na norma estabelecida pela concessionária de cada região, no caso desse estudo, basta realizar a consulta na Tabela 2 presente na NTC 901100, estabelecida pela COPEL, que regulariza o fornecimento de energia em tensão secundária.

A respeito das taxações da energia gerada e injetada na rede, não haviam cobranças até a aprovação recente da PL 5829/19 em 2021.

Segundo o Portal Solar (2021), antes da aprovação da PL o morador que instalasse um sistema solar para abater seu consumo de energia estaria sujeito somente a cobrança da taxa mínima de energia justificada pelo uso da rede elétrica de distribuição. Essa taxa varia de acordo com o número de fases disponibilizadas pela concessionária:

- Monofásica: cobrança referente ao consumo mínimo de 30 kWh.mês
- Bifásica: cobrança referente ao consumo mínimo de 50 kWh.mês
- Trifásica: cobrança referente ao consumo mínimo de 100 kWh.mês

Os valores variam de acordo com o preço do kW de acordo com cada concessionária e região.

A PL 5829/19 determina que sistemas instalados até 31 de dezembro de 2022 permanecem sem taxas adicionais até 31 de dezembro de 2045. Já os sistemas instalados após o término de 2022 estarão no aguardo do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da GD em até seis meses após a publicação da lei (PORTAL SOLAR, 2021).

Já a Aneel terá até 18 meses para estabelecer os cálculos de valoração dos custos e benefícios da modalidade na rede de distribuição, estabelecendo assim as regras tarifárias.

Durante o mês de dezembro de 2021, período de escrita desse tópico, as questões dos valores das taxações futuras ainda não haviam sido definidas.

2.9 Análise econômica de implantação do sistema fotovoltaico

Antes de realizar qualquer investimento, seja no âmbito de uma organização empresarial ou numa residência familiar, estuda-se as vantagens e retornos daquele ativo em relação a outros.

Para que seja elaborada uma análise de investimento de maneira exata é necessária a realização de um estudo criterioso entre investimento, custos operacionais e tempo de retorno. Segundo Lunelli (2010) decisões baseadas em questionamentos como, por exemplo, se o projeto vai se pagar, se o projeto vai aumentar a o lucro dos investidores ou se vai diminuí-la devem ter respostas baseadas em resultados de estudos provenientes de metodologia de análise de viabilidade.

Conforme escrito por Goldman (2015), a análise da viabilidade econômica de empreendimentos ocorre pela montagem de fluxos de caixa que, além de considerarem a remuneração de capital, analisam também, pela simulação de cenários de investimento, condições mais ou menos favoráveis ao negócio.

Como recomendado por Rossarola (2016), foram utilizadas as seguintes ferramentas para realização do estudo de viabilidade econômica:

- *Payback*: determina o tempo de retorno do valor investido inicialmente;
- TMA – Taxa Mínima de Atratividade: rentabilidade mínima do investimento em relação a outros investimentos com menor ou mesmo risco no mercado;
- VPL – Valor Presente Líquido: atualiza os valores calculados futuros para uma mesma data baseando-se na TMA;
- TIR – Taxa Interna de Retorno: rentabilidade periódica do projeto, determina as vantagens do investimento caso TIR for maior que TMA.
- VF – Valor futuro considerando uma taxa de projeção específica.

2.9.1 Payback

O *payback* significa o tempo que levaria para o investidor obter todo o dinheiro investido no projeto.

O momento inicial do aporte do capital é denominado período zero, os seguintes momentos recebem numerações ou índices para serem contabilizados. Tem-se o *payback* onde o período acumulado das receitas iguala ou ultrapassa o montante aplicado. (Nakabayashi, 2014).

Esse retorno pode ser calculado considerando o valor aplicado, o retorno do valor em determinados períodos e os descontos, caso haja, durante o processo de rentabilidade.

O *payback* considerando os descontos é apresentado na seguinte equação:

$$Pd = \frac{CP}{(1 + \text{descontos}_i)^n} \quad (02)$$

Onde:

Pd: *payback* descontado;

n: período de cada fluxo;

CP: investimento inicial;

descontos: custos com o investimento durante o período definido.

2.9.2 Taxa mínima de atratividade – TMA

A TMA é uma das variáveis mais importantes que influenciam na hora da tomada de decisão do investimento.

Segundo Wernke (2000) conceitua a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como a taxa mínima de retorno que o investidor pretende conseguir ao realizar determinado investimento, comparada as demais taxas de outros rendimentos atuais.

A escolha dessa taxa é baseada em de mesmo risco que o analisado, sejam eles em renda fixa ou variável.

2.9.3 Valor presente líquido – VPL

O VPL é a diferença entre os benefícios e os custos gerados pelo projeto. Para calculá-lo é fundamental trazer os fluxos de caixa para o valor presente, já descontados de uma taxa de juros, pois, devido a inflação, o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro de amanhã (Nakabayashi, 2014).

Segundo Goldman (2015), o VPL resulta em três situações possíveis:

- VPL > 0: O retorno gerado supera o capital investido e produz um excedente, ou seja, um lucro para o investidor.
- VPL = 0: O retorno gerado apenas devolve o capital investido.
- VPL < 0: O retorno do projeto é incapaz de recuperar o capital investido no prazo considerado

A equação 03 representa o cálculo do VPL:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TMA)^i} - CP \quad (03)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido;

FC_i : fluxo de caixa de cada período em análise;

i : período de cada fluxo;

CP: investimento inicial;

TMA: taxa mínima de atratividade.

2.9.4 Taxa interna de retorno – TIR

A TIR retorna com exatidão se o investimento terá uma lucratividade maior ou menor que a TMA.

Segundo Rossarola (2016), é a taxa que empregada como desconto no VPL, faz com que esse valor seja zerado, ou seja, o TIR iguala as saídas e as entradas do investimento igualando o valor final de VPL a zero.

Essa taxa pode ser calculada pela seguinte Fórmula:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} - CP \quad (04)$$

Onde:

FCI: fluxo de caixa de cada período em análise;

i: período de cada fluxo;

CP: investimento inicial;

TIR: taxa interna de retorno.

2.9.5 Valor futuro – VF

O Valor Futuro é o valor que uma quantia de dinheiro terá no futuro, se investido a uma determinada taxa de juros ou taxa histórica de aumento de preços do equipamento em estudo, por um determinado período.

O VF é calculado pela seguinte fórmula:

$$VF = VP * (1 + taxa)^n \quad (05)$$

Onde:

VF: valor futuro;

VP: valor presente;

taxa: taxa aplicada na projeção;

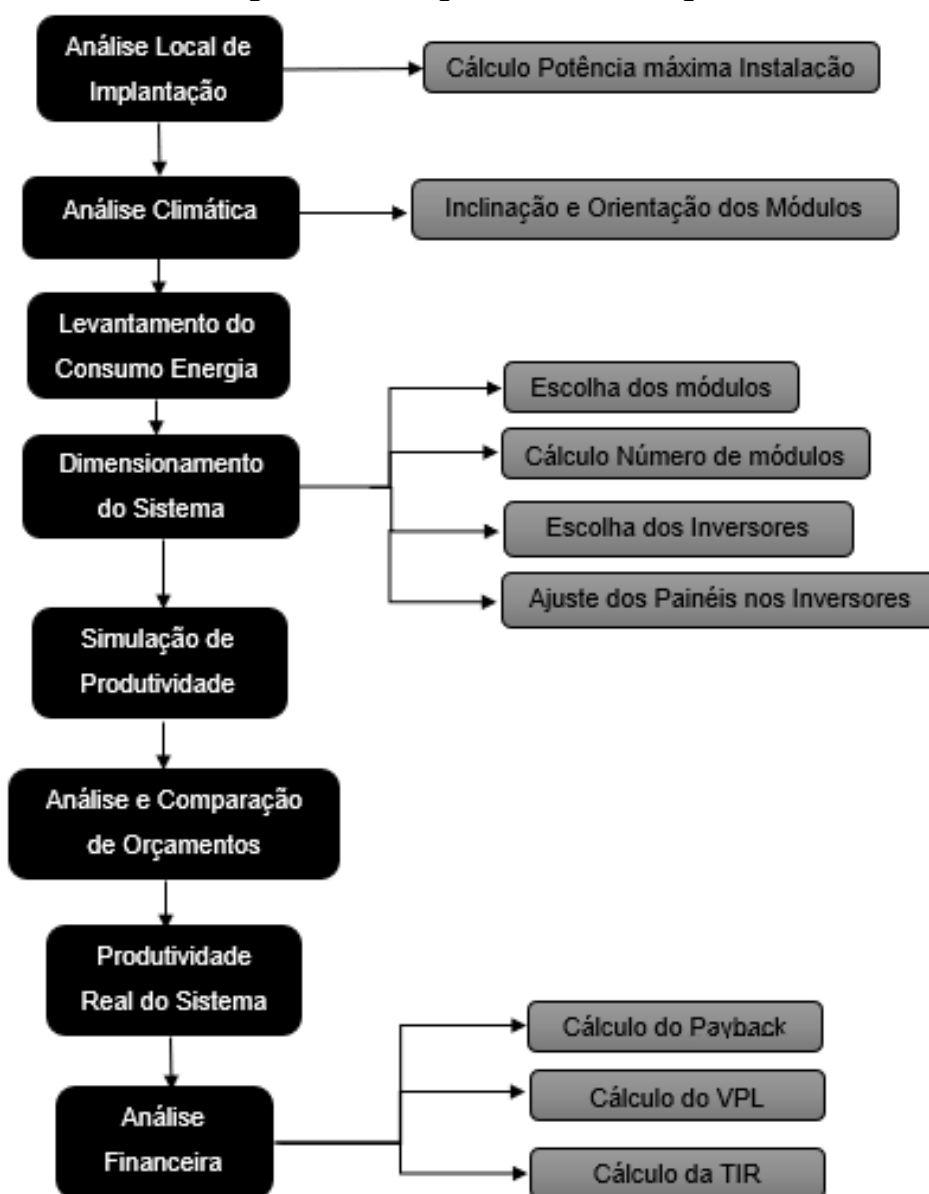
n: período do investimento.

3 METODOLOGIA

Sistemas fotovoltaicos são extremamente vantajosos, porém devem ser dimensionados de maneira adequada desde o início do projeto, desde a escolha dos equipamentos, até o processo de análise financeira.

A metodologia utilizada na realização deste trabalho foi dividida em algumas etapas, conforme fluxograma da Figura 18.

Figura 18 - Fluxograma da Metodologia



Fonte: Autoria Própria (2022)

3.1 Análise do local de implantação

A escolha do local de implantação do sistema é de extrema importância para dimensionar-se o projeto nos moldes do que o local oferece

Nesta etapa será verificada a localização da propriedade, e o local de instalação do sistema, que pode ser no solo ou em telhado. Após isso, será realizado o estudo da rede elétrica e calculada a máxima demanda (kWp) permitida no padrão medidor em que a energia será injetada.

3.2 Análise climática

O objetivo principal da análise climática, realizada dentro dos conceitos de geração de energia fotovoltaica, é obter a irradiação histórica média diária da região onde o sistema será instalado. Tendo em vista um programa completo que retornasse informações detalhadas de irradiação mensal por região, optou-se pela utilização do Software RADIASOL2 para a realização dessa tarefa.

O programa foi desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LABSOL) incorpora dados de irradiação e de temperatura em base mensal obtidos no Atlas Solarimétrico e do programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resources Assessment*). O software é intuitivo não precisa de muito processamento gráfico da máquina em uso, para extrair as informações desejadas do programa, basta o usuário escolher no mapa o local desejado e definir as seguintes variáveis:

- Ângulo de inclinação (α): ângulo que os módulos serão instalados em relação projeção da normal à superfície no plano horizontal;
- Ângulo azimutal (γ): ângulo de orientação dos módulos em relação ao norte geográfico.
- Albedo: coeficiente de reflexão do solo, quanto maior esse coeficiente, maior será a reflexão da irradiação em relação ao solo.

Dessa forma, será calculado o ângulo azimutal (γ) e o ângulo de inclinação (α) ideal para a região e comparado com os ângulos que o local de instalação apresenta. Utilizando o software RADIASOL, será calculada a média de irradiação solar mensal da região.

3.3 Levantamento do consumo de energia

Para a realização de um sistema que compense toda a energia consumida no local, deve-se analisar o consumo da unidade consumidora – UC de pelo menos os últimos 6 meses.

Dessa forma, será realizado o cálculo da média de consumo anual de energia para obter-se o mínimo de produção necessária para abater a demanda do local.

3.4 Dimensionamento do sistema

O processo de dimensionamento de um sistema deve ser realizado de forma previamente planejada de acordo com as necessidades e limitações de cada projeto em questão.

O método de planejamento adotado exige que realize a escolha dos módulos fotovoltaicos inicialmente, observando-se o custo – benefício, os parâmetros técnicos dos painéis e o tipo de material que compõe o equipamento, e realizando também o cálculo da área de cada painel.

Posteriormente será calculado o número mínimo necessário de módulos para o sistema atingir a geração de energia necessária, considerando-se todos os parâmetros analisados anteriormente.

Obtendo a potência total dos módulos, será realizada a escolha dos inversores de frequência e definida a configuração de ligação do conjunto de módulos a cada entrada dos inversores.

3.5 Simulação de produtividade do sistema

A simulação de produtividade do sistema projetado no trabalho, será realizada baseada nos dados mensais de irradiação solar extraídas do software RADIASOL, essa etapa é necessária para ter como base teórica quanto o projeto deve produzir a cada mês e comparar com o consumo existente na UC.

3.6 Análise de orçamentos

Com o propósito de analisar questões técnicas e de custo-benefício do projeto, quatro orçamentos serão solicitados a empresas de renome no ramo de energia solar, localizadas na cidade de Medianeira-PR.

Os orçamentos serão requisitados com mesmas marcas de equipamentos e geração média de energia, com o objetivo de comparar-se os projetos entre si e com o dimensionado no trabalho.

Nesta etapa ocorrerá escolha de uma das empresas para execução da obra, de acordo com a análise realizada.

3.7 Produtividade real do sistema

Após o SFDRD instalado, será analisada a produtividade real que o projeto resultou, nesta etapa será comparada a geração obtida na plataforma de monitoramento dos equipamentos, com o estipulado no trabalho. Isso permitirá a possível validação dos cálculos realizados no estudo.

3.8 Análise financeira

A análise financeira será realizada levando em consideração vários fatores que influenciam no tempo de retorno do investimento, visando tornar o estudo o mais aprimorado possível e obter o resultado real de quais seriam as vantagens em relação a outros investimentos atuais no mercado.

Com o intuito de verificar o tempo aproximado que levará para que o valor do investimento seja compensado, será calculado o *payback*.

Para agregar a questão econômica, o estudo proporcionará o cálculo do valor presente líquido – VPL e taxa interna de retorno – TIR, que auxiliará na conclusão se o investimento é viável e possibilitará a comparação com outras categorias de aplicações de mesmo risco.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados da aplicação de todas as etapas descritas na metodologia deste trabalho.

4.1 Local de implantação

O sistema fotovoltaico em análise apresentado na Figura 19, está localizado em uma propriedade na área rural no município de Medianeira – PR, com as coordenadas: Latitude: 25°32 Sul e Longitude 54°16 Oeste.

Figura 19 - Instalação fotovoltaica em estudo



Fonte: Autoria Própria (2021)

O sistema instalado é um SFDRD, dessa forma deve-se levar em conta o tipo de rede elétrica que atende a propriedade. Nesse caso constatou-se que a rede fornecida é trifásica e o proprietário já possuía um padrão medidor de energia instalado com capacidade de 150 A.

De acordo com a Tabela 2 da normativa NTC 901100, a máxima potência, baseada na mínima entre inversor e o total de painéis, que poderá ser instalada no local é mostrada a seguir:

$$P_{imax} = 57 \text{ kVA}$$

4.2 Características climáticas da região

De acordo com a Tabela 2 e com a Latitude do local de instalação, o ângulo de inclinação (α) ideal para o sistema atingir máxima eficiência em seu funcionamento seria:

$$\alpha = 25^\circ + 5^\circ$$

$$\alpha = 30^\circ$$

Porém, de acordo com CRESESB (2021), o ângulo α ideal para inclinação dos painéis seria de 20° , como pode-se observar na Tabela 3.

Tabela 3 - Irradiação diária mensal em Medianeira [kWh/m².dia]

Inclinação (α)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
0°	6,32	5,78	5,25	4,23	3,27	2,84	3,07	4,06	4,32	5,27	6,09	6,5	4,75
25°	5,67	5,52	5,46	4,89	4,13	3,75	3,98	4,91	4,64	5,17	5,55	5,73	4,95
20°	5,85	5,63	5,48	4,81	4	3,61	3,84	4,79	4,63	5,24	5,71	5,94	4,96
45°	4,68	4,8	5,09	4,92	4,38	4,09	4,29	5,07	4,45	4,6	4,65	4,66	4,64

Fonte: CRESESB (2021)

Os painéis serão instalados em telhado de aluzinco de um dos criadouros de aves, conhecido também por aviário, já construídos no local. A partir do teorema de Pitágoras foi possível calcular a inclinação do telhado.

Portanto, o ângulo α escolhido para o dimensionamento foi de 22° que se caracteriza como ângulo de inclinação real do projeto.

O ângulo azimutal γ foi definido como 0° , pois a superfície de instalação foi construída exatamente com orientação para o norte geográfico, haja vista que o proprietário construiu a edificação na intenção de obter um SFDRD no futuro.

Para o caso do coeficiente de reflexão albedo foi definido como 20, sendo este o menor possível no software. Essa escolha deu-se pelo fato de que os painéis mais comuns no mercado e de melhor custo benefício são monofaciais, logo o mais importante para a geração é a irradiação direta dos raios solares na superfície das placas, já a irradiação refletida, nesse caso, não será aproveitada.

A Tabela 4 apresenta os dados de irradiação média ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$), extraídos do programa RADIASOL2, obtidos para as variáveis calculadas acima e considerando a latitude e longitude do local de instalação.

Tabela 4 - Média mensal e anual dos índices de irradiação no plano inclinado (α) para a cidade de Medianeira

Mês	Plano Inclinado ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$)
1	5,18
2	5,33
3	5,52
4	4,82
5	4,41
6	3,7
7	4,14
8	4,71
9	4,57
10	5,48
11	5,85
12	5,78
Média Anual	4,957

Fonte: Autoria Própria (2021)

4.3 Consumo de energia da unidade consumidora

Solicitou-se o histórico de consumo da fatura de energia elétrica da distribuidora (ANEXO A). No mês 07/2018, houve um problema no medidor de energia da concessionária, dessa forma não marcou o consumo. O proprietário relatou, pela sua estimativa e experiência com os processos de criação das aves, que nesse mês o consumo foi próximo ao do mês anterior tendo em vista que as aves estavam prestes

a serem entregues para a cooperativa, portanto, necessitam de um ambiente mais refrigerado, aumentando o gasto de energia.

Quando não é possível realizar a leitura do consumo de energia, a concessionária calcula a média dos últimos três meses de fornecimento e realiza a cobrança. Desse modo, foi feita a estimativa do consumo do mês de julho de 2018 da mesma maneira que a concessionária, a Tabela 5 apresenta o consumo mensal da UC, juntamente com a média anual.

Tabela 5 - Histórico de consumo de energia elétrica no ano de 2018

Mês	Consumo (kWh)
jan/18	5480
fev/18	4470
mar/18	4461
abr/18	3226
mai/18	4184
jun/18	4149
jul/18	3853
ago/18	3334
set/18	3230
out/18	1682
nov/18	4684
dez/18	4719
Média	3956

Fonte: Aatoria Própria (2021)

A média foi calculada por questão de curiosidade, porém, em busca da maior exatidão possível no processo, utilizaremos o consumo mês a mês para dimensionar o sistema.

4.4 Calculando o sistema

Ao realizar a análise do local de implantação, concluiu-se que não haveria problemas em relação a potência de geração que o proprietário necessitava e a potência de pico permitida de acordo com o disjuntor dimensionado no padrão medidor.

Foi realizada também uma análise prévia da área da aba norte do telhado do aviário que seria realizada a instalação dos painéis. A área total foi de 120 metros de

comprimento por 9,5 metros de largura, totalizando uma área de 1140 metros quadrados. Um sistema fotovoltaico de 75kW de potência (limite máximo para o gerador se encaixar nas condições de microgeração distribuída) ocupa em média uma área de 400 metros quadrados, considerando a média de dois metros quadrados dos painéis existentes no mercado atual.

Dessa forma, constatou-se que espaço seria mais que suficiente para iniciar o dimensionamento. A linha de produção do projeto foi executada da seguinte forma:

1. Escolha dos módulos fotovoltaicos;
2. Cálculo do número de módulos necessários;
3. Escolha dos inversores;
4. Realização do processo documental diante a concessionária;

4.4.1 Escolha dos módulos fotovoltaicos

Visando o custo-benefício no momento da compra em conjunto com qualidade e eficiência, escolheu-se os módulos da marca BYD, modelo BYD335-P6K-36-5B, com 335Wp de potência e garantia de 10 anos contra defeitos de fábrica e 25 anos de geração linear que garante uma produção de no mínimo 80% do estipulado na instalação.

Esse painel possui em sua composição silício policristalino, a eficiência do módulo escolhido (17,20%), conforme apresenta a Tabela 6, é equivalente à de alguns painéis monocristalinos.

Tabela 6 - Especificações técnicas do módulo BYD335-P6K-36-5B

Descrição	Valores
Dimensões (m)	1,962 X 0,992 X 0,035
Peso (Kg)	21,5
Potência (W)	335
Corrente de Potência Pico (A)	8,97
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	47,28
Tensão máxima de funcionamento (Vmp) (V)	37,35
Temperatura de Operação (°C)	- 40 até 85
Número de Células	72
Eficiência (%)	17,2

Fonte: BYD (2021)

A área de cada painel – A_p , pode ser calculada da seguinte maneira:

$$A_p = 1,962\text{m} \times 0,992\text{m} \quad (02)$$

$$A_p = 1,946 \text{ m}^2$$

Essa informação será útil para determinação da área necessária para a instalação dos painéis.

4.4.2 Cálculo do número de módulos

Para dimensionar a quantidade de painéis, utilizou-se a equação padrão da empresa que fez o projeto e realizou a instalação do SFDRD. A equação é baseada na utilizada por Rosa, Santos (2016), porém considerou-se o fator eficiência baseado na orientação dos módulos.

$$P_{ps} = \frac{12.1000 * G_{mac}}{I_{rmai} * Feo * 365} \quad (06)$$

Onde:

P_{ps} = potência pico do sistema;

G_{mac} = geração média anual calculada;

I_{rmai} = irradiação média anual baseada na inclinação;

Feo = fator de eficiência do sistema baseado na orientação dos painéis.

Durante a negociação optou-se por uma geração média anual de aproximadamente 2000 kWh.mês a mais do que o consumo médio atual. Dessa forma, a G_{sma} foi estipulada como 6000 kWh.mês.

A I_{rmai} foi calculada no tópico de análise climática, logo para a I_{rmai} obteve-se o valor de 4,957 kWh/m².dia.

O fator de eficiência do sistema baseado na orientação dos painéis é classificado de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 - Determinação do Feo

Orientação	Feo
leste/oeste telhado	0,75
noroeste/nordeste telhado	0,80
norte telhado	0,83
norte solo	0,87

Fonte: Autoria Própria (2021)

A diferença entre orientação norte com a instalação feita no telhado e a mesma orientação com a instalação realizada no solo, é que no solo é possível regular o ângulo de inclinação dos módulos que retorna a máxima eficiência do sistema. Ao observar a tabela, pode-se obter o Feo igual a 83%.

Como resultado da Equação 06, é obtido o valor de:

$$P_{ps} = 47,972\text{kWp}$$

Após o cálculo da potência pico do sistema, o cálculo do número de módulos é feito da seguinte forma:

$$N_m = \frac{P_{ps}}{P_m} \quad (07)$$

Onde:

N_m = número de módulos;

P_m = potência dos módulos.

A potência dos módulos foi definida no processo de escolha dos painéis, dessa forma P_m é igual a 335Wp.

Com a Equação 07, encontra-se:

$$N_m = 143,2$$

Visando uma produção maior do que a calculada, arredondou-se número de módulos – N_m para 144 painéis fotovoltaicos de 335Wp.

Ao ajustar o Nm, devemos realizar o seguinte cálculo;

$$P_{psc} = N_m * P_m \quad (08)$$

Onde

P_{psc} = potência pico do sistema corrigida.

Obtendo então:

$$P_{psc} = 48,240\text{kWp}$$

4.4.3 Escolha dos inversores

Para a realização da escolha do inversor que suportará a potência dos painéis fotovoltaicos, é necessária a realização da análise dos parâmetros técnicos do equipamento.

Decidiu-se pela instalação do sistema com inversores da marca Fronius e, a partir dessa informação, foi realizado o passo a passo para a escolha do modelo de inversor dessa marca que seria instalado.

A escolha do inversor, ou do conjunto de inversores, inicia-se pela resolução da seguinte equação:

$$P_{tni} + \%sc \cdot P_{tni} \geq P_{psc} \quad (09)$$

Onde

P_{tni} = potência total nominal do inversor;

$\%sc$ = percentual de sobrecarga no inversor permitida pelo fabricante.

O percentual de sobrecarga estabelecido em todas as linhas de inversores da marca em questão é de 50% a mais que a potência nominal do equipamento. Porém, o fabricante recomenda, por uma questão de menor desgaste do equipamento, a

sobrecarga somente de 30% a mais que a potência nominal do inversor, portanto, obteve-se o seguinte resultado:

$$P_{tni} \geq 37,107kW$$

O cálculo dessa potência nominal mínima do inversor, possibilita a instalação do sistema dentro das normas emitidas pelo fabricante, sem perder garantia por sobredimensionamento.

Tendo como princípio o fator de segurança e procurando evitar o equipamento trabalhar no limite em dias de alta irradiação solar, o recomendado pelo fabricante é sempre escolher um equipamento com potência um pouco maior que a mínima necessária.

Sabendo a potência mínima do conjunto de inversores, no momento da realização do orçamento, optou-se pela escolha dos inversores Fronius Eco 27.0-3-S e Fronius Symo 12.5-3-M, devido a qualidade oferecida pelos produtos, de acordo com o histórico do fabricante.

O próximo passo é a comparação dos dados técnicos dos inversores com os dados dos painéis e a realização do estudo do arranjo de ligação entre os módulos e os equipamentos escolhidos.

A Tabela 8 descreve os parâmetros da entrada do inversor Fronius Eco 27.0-3-S.

Tabela 8 - Parâmetros de entrada Fronius Eco 27.0-3-S	
Dados de entrada do equipamento	
Quantidade de MPP	1
Corrente máx. de entrada (I _{cc} máx) (A)	47,7
Faixa de tensão MPP (U _{mpp} mín - U _{mpp} máx) (V)	580 - 1000
Potência máxima do gerador fotovoltaico (P _{cc} máx) (kWp)	37,8
Eficiência (%)	98,3

Fonte: Autoria Própria

Os parâmetros da entrada do inversor Fronius Symo 12.5-3-M estão descritos na Tabela 9.

Tabela 9 - Parâmetros de entrada inversor Symo 12.5-3-M

Dados de entrada do equipamento	
Quantidade de MPP	2
Corrente máx. de entrada (I _{cc} máx) (A)	27 / 16,5
Faixa de tensão MPP (U _{mpp} mín - U _{mpp} máx) (V)	320 - 1000
Potência máxima do gerador fotovoltaico (P _{cc} máx) (kWp)	16,25
Eficiência (%)	98

Fonte: Autoria Própria

4.4.3.1 Cálculo de ligação dos módulos aos inversores

Antes da demonstração dos cálculos, é importante o entendimento da diferença entre ligações de circuitos em série e em paralelo.

Segundo VIGLUS (2015), a diferença entre circuito em série e paralelo é a maneira como a tensão e a corrente apresentam-se. A tensão será a mesma em todos os componentes ligados em paralelo, já as correntes de cada circuito em paralelo somam-se. Nos circuitos em série, a corrente elétrica é a mesma em todos os pontos e a tensão de cada componente são somadas.

A ligação entre os painéis e o inversor é calculada a partir do número máximo de painéis que cada inversor suporta e posteriormente realiza-se a divisão adequada de painéis e conexões para cada inversor.

A Equação 10, aplicada por Rosa, Santos (2016), calcula a menor e a maior quantidade de painéis que podem ser ligados em série baseando-se na tensão máxima e mínima de cada entrada – MPPT do inversor.

$$\frac{U_{mPPmin}}{V_{mp}} \leq NPS_{mppt} \leq \frac{U_{mPPmáx}}{V_{mp}} \quad (10)$$

Onde

NPS_{mppt} = Número Máximo de Painéis ligados em Série conectados na MPPT do inversor;

$U_{mPPmáx}$ = Tensão máxima na MPPT do inversor (V);

U_{mPPmin} = Tensão mínima na MPPT do inversor (V);

V_{mp} = Tensão máxima de funcionamento (V).

A tensão mínima na entrada do inversor significa a exigência de um número mínimo de painéis ligados naquela MPPT para a obtenção de uma curva de geração adequada, tendo em vista que conforme aumenta a irradiação solar no início do dia, a tensão de cada painel também aumenta gradativamente.

Em seguida é realizado o cálculo do número de linhas ligadas em paralelo permitidas por MPPT, baseando-se na corrente máxima da entrada do inversor e na corrente máxima do painel.

$$NLP_{mppt} \leq \frac{I_{ccmáx}}{I_{mp}} \quad (11)$$

Onde

NLP_{mppt} = número máximo de linhas ligadas em paralelo permitidas por MPPT;

$I_{ccmáx}$ = corrente máxima permitida por MPPT (A);

I_{mp} = corrente de potência pico (A).

O próximo passo é o cálculo do número máximo de painéis por MPPT, que devem satisfazer as duas condições descritas nas Equações 10 e 11.

$$NP_{\text{máxmppt}} * PP \leq P_{cc} \quad (12)$$

Onde

$NP_{\text{máxmppt}}$ = número máximo de painéis por MPPT já com as configurações de ligação dos circuitos pré calculados;

PP = Potência do painel (W);

P_{cc} = Potência máxima do gerador fotovoltaico suportada pelo inversor (W).

4.4.3.2 Número máximo de painéis ligados ao inversor Fronius eco 27.0-3-S

Inserindo os parâmetros necessários na Equação 10, obteve-se como resultado a menor e a maior quantidade de módulos conectados em série.

$$16 \leq NPS_{\text{mppt}} \leq 26$$

Para exatidão dos números, o arredondamento do número máximo é feito para o menor número inteiro e o arredondamento do número mínimo, é feito para o maior número inteiro.

Dessa forma, 26 módulos é a quantidade máxima de painéis ligadas em série na única entrada MPPT inversor Fronius Eco 27.0-3-S.

Com a Equação 11, obteve-se o seguinte resultado:

$$NLP_{mppt} \leq 5$$

Utilizando a Equação 12, o número máximo de painéis permitidos no inversor.

$$NP_{máxmppt} \leq 112$$

E, de acordo com a equação 12:

$$37,52 W \leq 37,8 W$$

4.4.3.3 Número máximo de painéis ligados ao inversor fronius symo 12.5-3-M

Esse inversor possui duas entradas MPPT, dessa forma, analisou-se as duas separadamente. Denominou-se a MPPT01 sendo a que possui $I_{ccmáx} = 27 A$ e a MPPT02 a que possui $I_{ccmáx} = 16,5 A$.

Para a MPPT01 obteve-se a seguinte faixa máxima e mínima da quantidade de módulos:

$$9 \leq NPS_{mppt} \leq 26$$

Dessa forma, 26 módulos é a quantidade máxima de painéis ligadas em série na entrada MPPT01 inversor Fronius Symo 12.5-3-M.

Com a Equação 11, obteve-se o seguinte resultado:

$$NLP_{mppt} \leq 3$$

Para a MPPT02 obteve-se a seguinte faixa máxima e mínima da quantidade de módulos:

$$9 \leq \text{NPSmppt1} \leq 26$$

Logo, 26 módulos é a quantidade máxima de painéis ligadas em série na entrada MPPT02.

Com a equação 11, obteve-se o seguinte resultado:

$$\text{NLPmppt} \leq 1$$

Tendo o conhecimento das configurações ideais para cada entrada do inversor, utilizou-se a Equação 12 para o cálculo do número máximo de painéis permitidos no inversor.

$$\text{NPmáxmppt} = 48 \text{ painéis}$$

$$16,08 \text{ W} \leq 16,25 \text{ W}$$

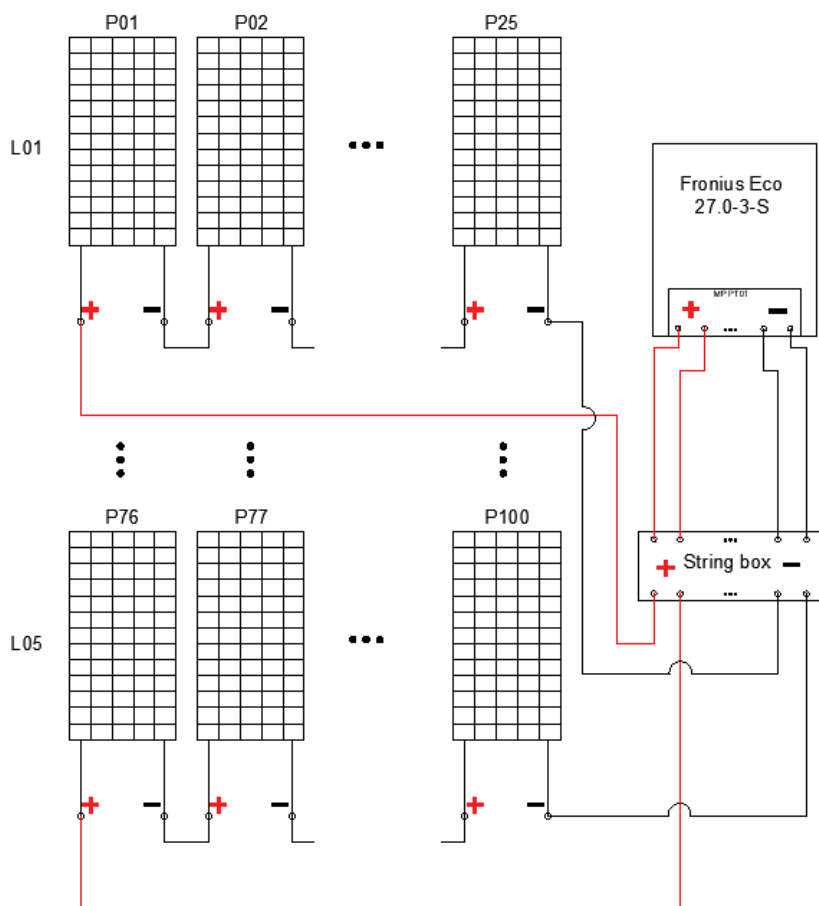
4.4.3.4 Escolha da configuração de ligação dos painéis com os inversores

A configuração de conexão entre os painéis e os inversores, foi realizada baseando-se nas limitações de cada entrada MPPT, em conjunto com a potência máxima que cada equipamento suportaria.

Um ponto importante a ser destacado, é o fato desse projeto ter uma facilidade em relação a outros que possuem duas ou três orientações diferentes do telhado em um só sistema, caso fosse dessa forma, a eficiência dos módulos deveria ser calculada considerando-se as perdas de cada orientação.

A Figura 20 demonstra o esquema simplificado da configuração de conexões escolhido para o inversor Fronius Eco 27.0-3-S.

Figura 20 - Esquema de conexões escolhido para o inversor Fronius Eco 27.0-3-S

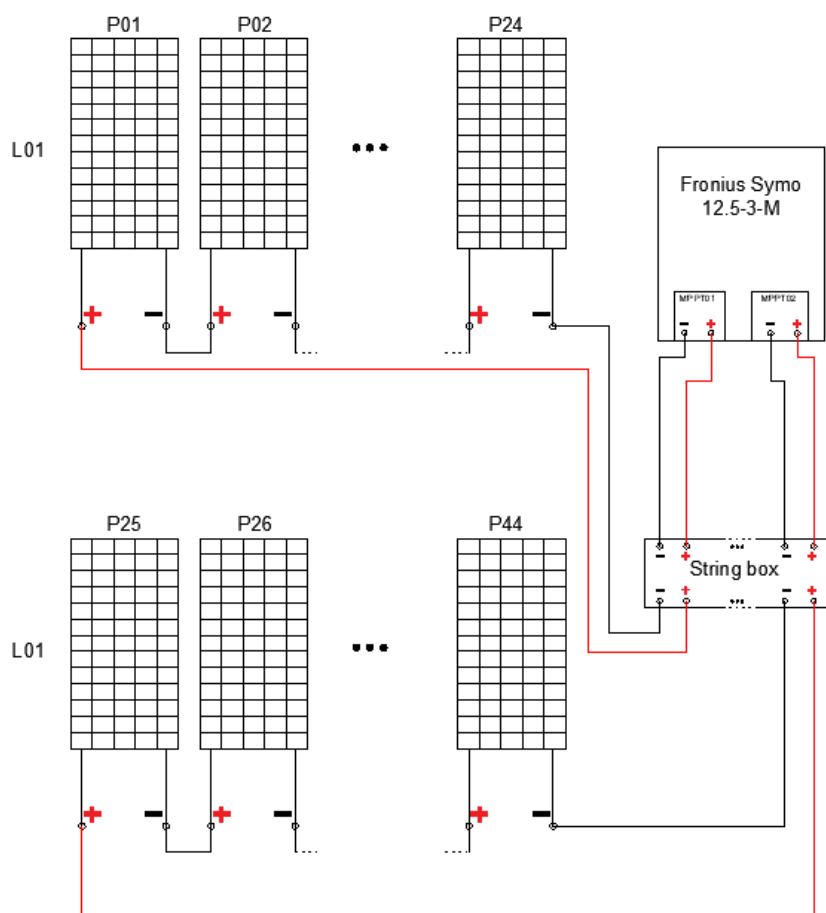


Fonte: Autoria Própria

Após análise dos resultados dos cálculos referentes as limitações do inversor, foram instalados 100 painéis fotovoltaicos, com 5 circuitos ligados em paralelo, e cada circuito composto por 25 painéis.

A Figura 21 demonstra a configuração de conexões para o inversor Fronius Symo 12.5-3-M.

Figura 21 - Esquema de conexões escolhido para o inversor Fronius Symo 12.5-3-M



Fonte: Autoria Própria

Haja vista que esse inversor possui 2 entradas, optou-se por adicionar 24 painéis conectados em série na MPPT 01 e 20 painéis conectados em série na MPPT 02.

Os esquemas de ligação escolhidos, respeitam todas as características dos dois inversores em relação à tensão, corrente e potência.

4.5 Produtividade simulada do sistema

Após realizado o projeto, realizou-se uma estimativa de produção do sistema através dos dados de irradiação solar média mensal para região de Medianeira, extraídos do programa RADIASOL2.

Utilizou-se a Equação 13 para o cálculo da estimativa de produção de acordo com a radiação solar média de cada mês, haja vista que os valores de irradiação média mensal, fator de eficiência e potência pico do sistema já estão calculados.

$$G_{smm} = \frac{P_{ps} * I_{rmai} * F_{eo} * 365}{12.1000} \quad (13)$$

Onde:

P_{ps} = potência pico do sistema;

G_{smm} = geração média mensal calculada;

I_{rmai} = irradiação média mensal baseada na inclinação;

F_{eo} = fator de eficiência do sistema baseado na orientação dos painéis.

Adicionando-se os dados na equação:

$$G_{smm} = \frac{144 * 335 * I_{rmai} * 0.83 * 365}{12.1000}$$

A irradiação média mensal baseada na inclinação - Iрмаi varia conforme a Tabela 4. A Tabela 10 apresenta os resultados de geração obtidos.

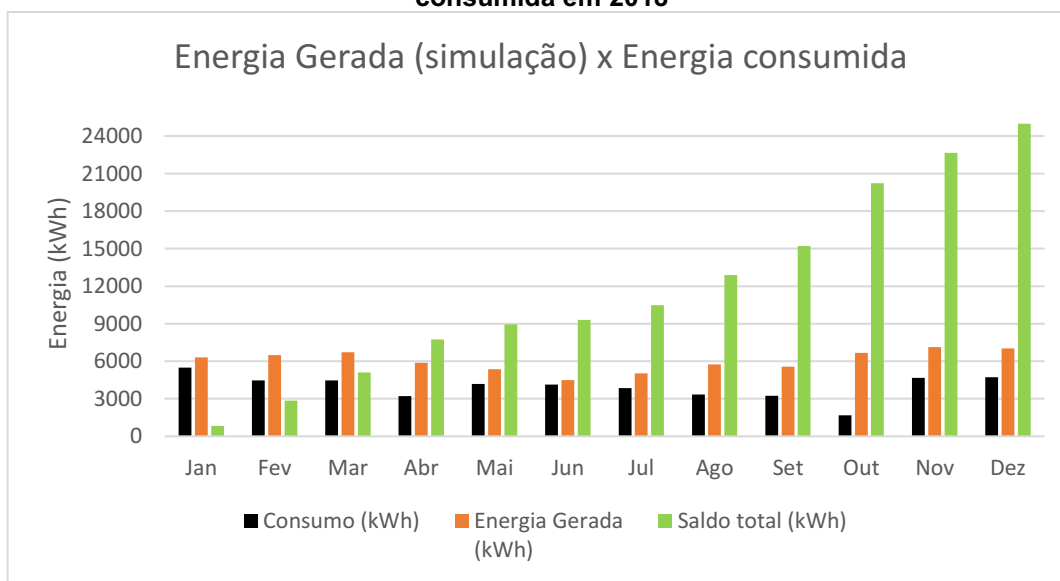
Tabela 10 - Estimativa de geração mensal do SFDRD

Mês	Irradiância Média Mês (kWh/m ² dia)	Energia Gerada (kWh)
Janeiro	5,18	6309
Fevereiro	5,33	6491
Março	5,52	6723
Abril	4,82	5870
Maio	4,41	5371
Junho	3,7	4506
Julho	4,14	5042
Agosto	4,71	5736
Setembro	4,57	5566
Outubro	5,48	6674
Novembro	5,85	7124
Dezembro	5,78	7039
Média anual		6038

Fonte: Autoria Própria

A Figura 22 apresenta uma visualização mais aprimorada de como se comportaria o sistema no ano de 2018, baseando-se no consumo apresentado na Tabela 5, caso possuísse essa geração simulada.

Figura 22 - Energia gerada pelo sistema simulado x energia consumida em 2018



Nota-se que caso o projeto realizado alcançasse a eficiência estimada, a geração não só abateria seu consumo de todos os meses, mas também geraria créditos de energia injetada na rede da concessionária para serem utilizados em outras unidades consumidoras ou no próprio local de instalação quando o sistema necessitasse de um desligamento provisório para troca de algum equipamento danificado.

O projeto do SFDRD foi realizado em 2019, porém só entrou em funcionamento por volta de novembro de 2020. Haja vista a impossibilidade da comparação entre a geração real e a estimada em anos anteriores a 2020, escolheu-se o ano de 2021 como base de análise real e estimada.

A Tabela 11 apresenta o consumo da UC em 2021, com base na fatura de energia analisada.

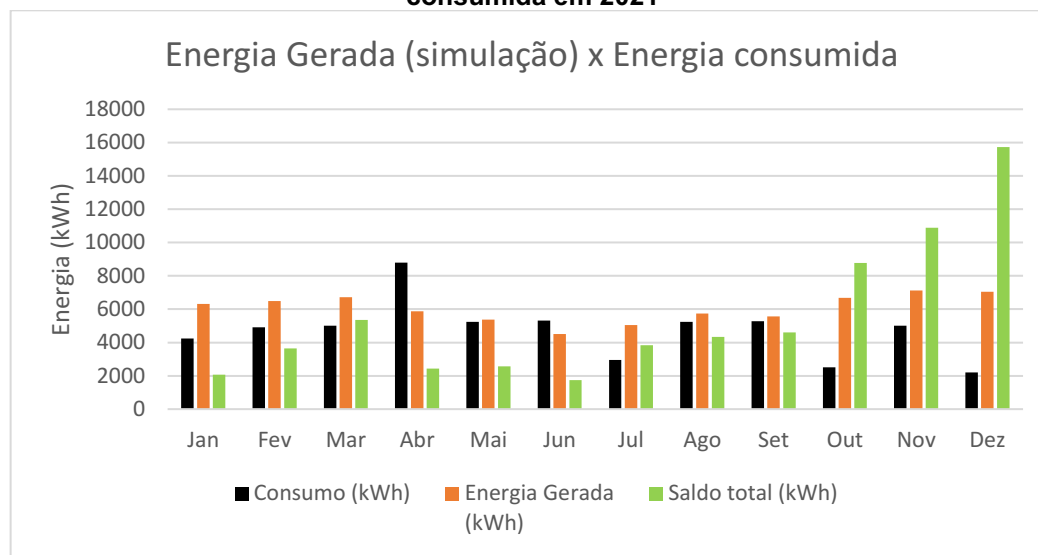
Tabela 11 - Histórico de consumo de energia elétrica no ano de 2021

Mês	Consumo (kWh)
jan/21	4240
fev/21	4920
mar/21	5000
abr/21	8800
mai/21	5240
jun/21	5320
jul/21	2960
ago/21	5240
set/21	5280
out/21	2520
nov/21	5000
dez/21	2200
Média	4727

Fonte: Autoria Própria

A Figura 23 apresenta o comportamento do sistema no ano de 2021, baseando-se no consumo apresentado na Tabela 5, comparando a estimativa de geração de energia, o consumo real e o acúmulo de créditos de energia junto a concessionária.

Figura 23 - Energia gerada pelo sistema simulado x energia consumida em 2021



Fonte: Autoria Própria

Analisando o gráfico, nota-se que o consumo de energia em abril e junho foi maior que a energia gerada, porém foi realizado o abatimento do consumo extra utilizando-se o saldo de energia acumulado.

Nos três últimos meses do ano a diferença entre geração e consumo foi alta, resultando em um aumento considerável no saldo energético.

Com base nas simulações e análises realizadas, o SFDRD supriria toda a necessidade de consumo de energia elétrica, com uma média de geração 22% maior que a média de consumo, caso possuísse o funcionamento de acordo com o simulado.

4.6 Análise dos projetos solicitados

Nesta etapa, tendo como base o projeto realizado no trabalho, solicitou-se orçamentos de quatro empresas especializadas no ramo de energia solar, com o objetivo de executar uma comparação entre os orçamentos e com o dimensionamento realizado.

Realizou-se a predefinição de que o projeto deveria ser realizado com inversores da marca Fronius, painéis da marca BYD de 335Wp policristalinos e o sistema deveria retornar uma geração média anual de 6.000kWh.

Os módulos dessa marca e potência foram exigidos, por possuírem o código Financiamento de Máquinas e Equipamentos – FINAME, exigido pelas instituições bancárias para o financiamento do projeto se encaixar em algumas linhas de crédito específicas para projetos solares. Essas linhas de crédito possuem parcela do juro subsidiado pelo governo, portanto 60% do custo do projeto deve ser investido em equipamentos nacionalizados, resultando em uma taxa de juros menor, comparadas a outras linhas de financiamento.

Todas as empresas obtiveram as mesmas condições, informações e requisitos para o dimensionamento do sistema, desde o local de implantação até as exigências do projeto.

Ao obter-se os diferentes orçamentos, adaptou-se os principais dados em uma tabela, para uma melhor visualização. (Tabela 12)

Tabela 12 - Características Orçamentos Solicitados

Empresa	Número de Módulos	Inversores	Geração Média Estipulada	Custo Total	Payback Estimado
A	144	1 Inversor Fronius 27kW 1 Inversor Fronius 12,5kW	6000kW	R\$ 277.000,00	4 Anos
B	140	2 Inversores Fronius 20kW	6364kW	R\$ 285.000,00	4 Anos
C	142	2 Inversores Fronius 15kW	6100kW	R\$ 252.000,00	4 Anos
D	135	1 Inversor Fronius 27kW 1 Inversor Fronius 12,5kW	6130kW	R\$ 264.000,00	4 Anos

Fonte: Autoria Própria

Como podemos observar, o número de painéis calculados é diferente em cada projeto, apresentando também diferentes médias de geração de energia. Aplicou-se as variáveis apresentadas por cada empresa na equação 13, para obtermos a geração média calculada de acordo com o método utilizado no trabalho (Tabela 13).

Tabela 13 – Geração Média Simulada dos Projetos Solicitados

Empresa	número de módulos	Geração Simulada (kWh)
A	144	6038
B	140	5869
C	142	5953
D	135	5659

Fonte: Autoria Própria

Comparando a simulação com a geração prometida pelas empresas pode-se perceber que a empresa A foi a que mais se aproximou do método utilizado para cálculo de geração de energia. A empresa B, C e D se comprometeram com uma média de geração acima do prometido pela empresa A, porém com menos módulos. Tendo em vista que a premissa era projetos com características de equipamentos similares (mesma marca do inversor, potência da placa, etc), provavelmente, cada empresa utiliza um método de dimensionamento das empresas diferente.

No que tange os inversores de frequência de cada projeto, todos estão com a potência abaixo da potência máxima de instalação permitida na propriedade, de acordo com as características do padrão medidor do local, o que torna os projetos possíveis de serem realizados perante a concessionária.

A empresa A e B apresentaram as mesmas configurações de inversores, possibilitando uma ampliação futura do sistema para até 176 módulos de 355Wp, de acordo com os dados dos inversores escolhidos. Com essa ampliação, de acordo com o dimensionamento apresentado neste trabalho, o sistema pode chegar numa geração média de 7.360 kWh.mês.

A empresa B apresentou o conjunto de inversores totalizando a maior potência dos projetos solicitados, permitindo ampliação futura do sistema para até 179 módulos de 355Wp, possibilitando atingir uma geração média de 7.503 kWh.mês.

A empresa C projetou que dois inversores de 15 kW seriam suficientes para a quantidade de módulos dimensionados. De acordo com os dados dos equipamentos, a quantidade máxima de módulos de 335 Wp suportada, seria de 134. Ao questionar o fabricante sobre o que poderia ocorrer com o equipamento caso fossem instalados 142 painéis, os mesmos alegaram que o equipamento não sofreria danos de imediato, porém, trabalhando sempre acima do suportado, sofreria danos que a garantia não cobriria, considerando que a situação se encaixaria em má utilização do item.

Devido ao alto custo do investimento e com o objetivo de dirimir os riscos, a empresa C foi descartada como opção devido a incompatibilidade de informações entre empresa e fabricante, em relação ao inversor de frequência

Tendo em vista que a empresa A e D apresentaram a mesma potência de inversores no projeto, utilizou-se os dados de geração simulada da tabela 13 e a seguinte fórmula para calcularmos o custo do kW taxado por cada projeto.

$$\text{Custo kW} = \frac{C_p}{G_s} \quad (14)$$

Onde:

C_p = Custo do projeto;

G_s = Geração estimada (kWh).

A empresa A apresentou um custo de R\$ 45,87 por kWh de geração média estimada, enquanto a empresa D apresentou um custo de R\$ 46,65 por kWh por kWh de geração estimada. Dessa forma, mesmo o projeto A custando R\$ 13.000,00 a mais que o projeto D, o projeto A fica mais barato pelo que oferece, pois possui mais módulos. A empresa D, portanto, foi eliminada das opções de escolha.

A empresa B apresentou uma vantagem em relação as outras por oferecer 0,5 kW a mais de potência no conjunto de inversores, possibilitando a ampliação futura do sistema de 3 painéis a mais que a empresa A.

Utilizando a equação 14, obteve-se o custo de R\$ 48,64 por kWh de geração média oferecida pela empresa B.

A análise de custo-benefício foi realizada junto ao usuário final do gerador fotovoltaico, que optou por contratar a empresa A para realizar o projeto completo.

Além da análise técnica, foi realizada a visita a obras já executadas e uma pesquisa com usuários anteriores que já haviam realizado projetos ao menos uma entre as 4 empresas, todas obtiveram um retorno positivo na maioria dos casos.

Em alguns casos específicos, obteve-se insatisfação no quesito pós-venda das empresas, porém foi verificado que as situações se encaixavam em problemas com os equipamentos e garantias dos fabricantes de alguns equipamentos de marcas diferentes das escolhidas para esse projeto. As empresas alegaram que o assunto é delicado, pois a situação não envolvia somente a empresa para ser resolvida.

Em relação ao *Payback*, todas apresentaram o período de quatro anos para retorno do investimento, esse tópico será melhor explorado no trabalho.

4.7 Geração de energia real do sistema

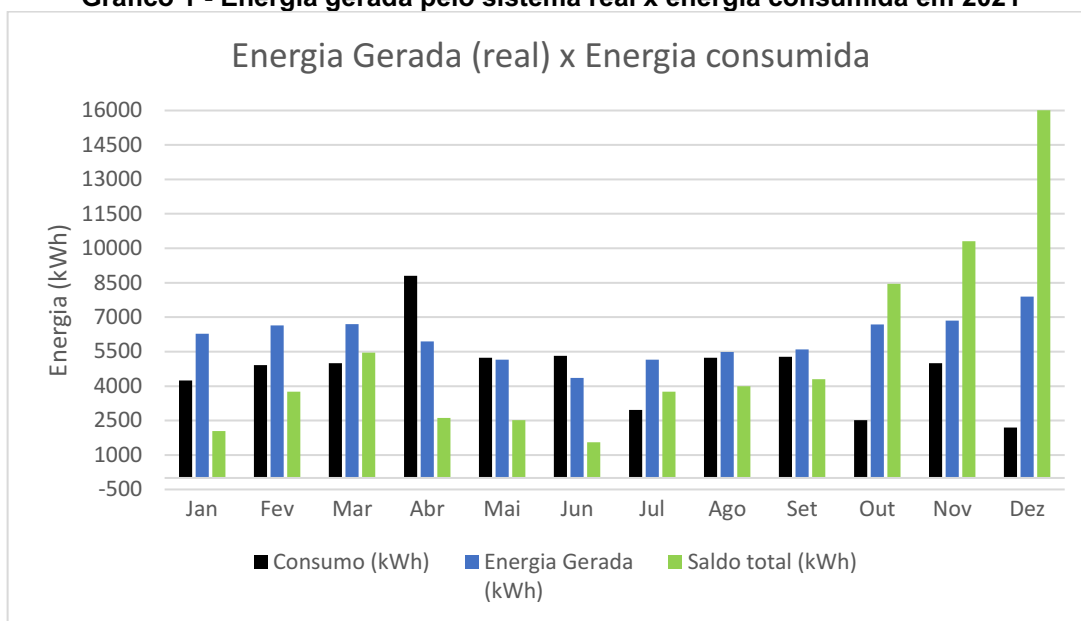
A geração real de energia do SFDRD após instalado foi solicitada a empresa A, que cedeu o acesso plataforma de monitoramento dos inversores de frequência Fronius (Fronius, 2021). Analisou-se os dados de geração mensal no ano de 2021, apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Geração de energia real do SFDRD no ano de 2021

Mês	Energia Gerada (kWh)
Jan/21	6280
Fev/21	6640
Mar/21	6700
Abr/21	5950
Mai/21	5150
Jun/21	4360
Jul/21	5150
Ago/21	5480
Set/21	5590
Out/21	6680
Nov/21	6850
Dez/21	7900
Média anual	6061

Fonte: FRONIUS (2021)

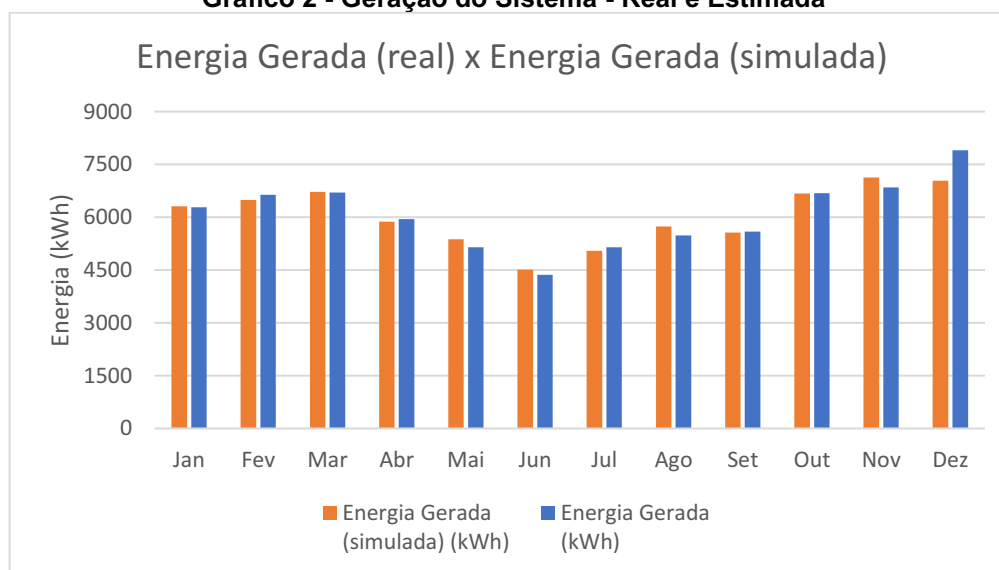
O Gráfico 1 apresenta a relação entre geração, consumo e saldo de energia do sistema no ano de 2021.

Gráfico 1 - Energia gerada pelo sistema real x energia consumida em 2021

Fonte: FRONIUS (2021)

Como observado, os meses de abril, maio e junho o consumo foi maior que a produção, porém houve consumo dos créditos de energia gerados nos meses anteriores.

O Gráfico 2 retorna uma comparação entre a energia gerada real e estimada do sistema.

Gráfico 2 - Geração do Sistema - Real e Estimada

Fonte: Autoria Própria

O SFDRD apresentou uma curva de geração anual muito próxima da dimensionada e calculada baseada nos dados de irradiação solar do software RADIASOL02.

Analisando os dados, percebe-se que o sistema apresentou um rendimento muito próximo do simulado apresentado na Tabela 10.

Outra observação é a média de geração de energia ser 50% maior que a média de consumo em 2018, satisfazendo o objetivo inicial de obter uma geração média de 2000 kWh.mês a mais.

Além disso, o sistema apresentou a geração média 29% maior que consumo médio no ano de 2021.

4.8 Análise financeira

Inicialmente levantou-se o custo total inicial do sistema de implantação, representado na 15.

Tabela 15 - Custos de Implantação do SFDRD

Descrição	Custo
Inversores	R\$ 23.020,00
Painéis	R\$ 155.980,00
Materiais Elétricos	R\$ 15.904,00
Engenharia e Execução	R\$ 82.096,00
Total	R\$ 277.000,00

Fonte: Autoria Própria

Após o levantamento dos custos, foram analisados os dados especificados por cada fabricante, referente a garantias, manutenções e tempo de vida útil dos equipamentos.

O fabricante dos painéis determina garantia de geração linear de 25 anos, com 20% de redução na eficiência da geração do sistema, além disso recomenda limpeza e manutenção geral no sistema no mínimo uma vez a cada 12 meses. O fabricante dos inversores determina uma garantia de 7 anos do produto e recomenda sua troca a cada 15 anos.

Considerou-se também a manutenção anual no sistema ao longo do período de geração. O custo de manutenção comporta o serviço de limpeza dos painéis e verificação detalhada de toda a instalação. Esse serviço é realizado pela empresa que efetuou o projeto e instalação dos módulos e demais componentes do sistema e varia conforme o número de módulos do projeto.

Além da redução de geração média a cada ano, devido a depreciação dos painéis, considerou-se também o preço inicial do kWh presente na fatura de energia analisada para o projeto, e a taxa mínima de energia cobrada pela concessionária de acordo com a rede trifásica.

Quando se relaciona dinheiro e tempo, deve-se observar algumas taxas que influenciarão no tempo de retorno do investimento. Considerou-se três taxas principais para análise do tempo de retorno do investimento.

Tendo em vista a troca dos inversores após os primeiros 15 anos de geração, a Tabela 16 demonstra os dados de uma consulta com 3 importadoras de equipamentos fotovoltaicos, realizada com o intuito de calcular a taxa de variação de preço dos últimos 7 anos, dos inversores utilizados.

Tabela 16 - Preço Médio Histórico dos Inversores

Ano	Fronius Eco 27.0-3-S	Fronius Symo 12.5-3-M
2016	R\$ 10.265,00	R\$ 10.568,00
2017	R\$ 11.495,00	R\$ 12.600,00
2018	R\$ 8.386,00	R\$ 8.790,00
2019	R\$ 9.695,00	R\$ 10.165,00
2020	R\$ 13.493,00	R\$ 13.942,00
2021	R\$ 12.954,00	R\$ 13.579,00
2022	R\$ 14.945,93	R\$ 15.749,12

Fonte: L8 ENERGY (2022)

Utilizando a equação 05 e os dados da Tabela 16, obteve-se a Taxa de variação de preços dos Inversores de Frequência – TPIF.

Realizou-se também, através da equação 05, a atualização futura dos custos anuais do valor do kWh e da taxa mínima de energia, baseando-se na Inflação energética anual, que segundo a Aneel (2022), possui uma média de aumento nos últimos 10 anos de 8,2% a.a.

O custo de manutenção anual foi considerado variável ao longo dos anos, também se utilizou a equação 05 para cálculo e aplicou-se a Taxa Média de Retorno de Rendas Fixas – TMRRF.

Para o cálculo da TMRRF, foi utilizada a média das porcentagens de rendimento das principais rendas fixas atuais, apresentadas na tabela 17.

Tabela 17 – Rendimento Médio das Principais Rendas Fixas Atuais

Investimento	Retorno médio anual (%)
Tesouro Direto	12,14
Tesouro Selic	11,75
Tesouro IPCA	10,95
TMRRF	11,945

Fonte: RICO INVESTIMENTOS (2022)

A tabela 18 apresenta todas as variáveis consideradas no cálculo econômico do projeto.

Tabela 18 - Dados Necessários para Cálculo do Tempo de Retorno Financeiro

Descrição	Valores
Custo Implantação	R\$ 277.000,00
Vida Útil Painéis	25 anos
Inflação Energética Anual	8,2%
TPIF	6%
Depreciação Anual dos Painéis	0,80%
Vida Útil Inversores	15 anos
Geração Anual Inicial (kWh)	6061,00
TMRRF	11,945%
Taxa mínima Copel Trifásico	R\$ 52,00
Preço Inicial kWh	R\$ 0,52
Custo Inicial Manutenção Anual	R\$ 2.880,00

Fonte: Autoria Própria

Após o levantamento dos dados, utilizou-se a equação 02 para calcular o tempo necessário para o sistema implantado retornar o valor investido (*payback*), a Figura 24 apresenta os resultados dessa análise.

Figura 24 - Dados Econômicos

Ano	Geração (KWh/ano)	Geração (KWh/mês)	Custo do KWh Área Rural	Custo Taxa Mínima Concessionária	Custo de Manutenção Anual	Custos Totais	Saldo	Fluxo de caixa	Payback
0	0	0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 277.000,00	-R\$ 277.000,00
1	72732,00	6061,00	R\$ 0,52	R\$ 52,00	R\$ 2.160,00	R\$ 2.784,00	R\$ 37.820,64	R\$ 36.036,64	-R\$ 241.963,36
2	72150,14	6012,51	R\$ 0,66	R\$ 66,26	R\$ 2.376,00	R\$ 3.051,17	R\$ 40.694,66	R\$ 37.543,39	-R\$ 204.419,97
3	71572,94	5964,41	R\$ 0,61	R\$ 60,88	R\$ 2.613,60	R\$ 3.344,13	R\$ 43.671,92	R\$ 40.227,79	-R\$ 164.192,18
4	71000,36	5916,70	R\$ 0,66	R\$ 66,87	R\$ 2.874,96	R\$ 3.666,40	R\$ 46.767,66	R\$ 43.102,27	-R\$ 121.089,91
5	70432,36	5869,36	R\$ 0,71	R\$ 71,27	R\$ 3.162,46	R\$ 4.017,71	R\$ 50.197,79	R\$ 46.180,08	-R\$ 74.909,83
6	69868,90	5822,41	R\$ 0,77	R\$ 77,12	R\$ 3.478,70	R\$ 4.404,08	R\$ 53.879,50	R\$ 49.476,41	-R\$ 26.434,41
7	69309,96	5775,83	R\$ 0,83	R\$ 83,44	R\$ 3.826,57	R\$ 4.827,83	R\$ 57.831,24	R\$ 53.003,40	R\$ 27.668,99
8	68756,47	5729,62	R\$ 0,90	R\$ 90,28	R\$ 4.209,23	R\$ 5.292,60	R\$ 62.072,81	R\$ 56.780,21	R\$ 84.349,20
9	68205,42	5683,79	R\$ 0,98	R\$ 97,68	R\$ 4.630,15	R\$ 5.802,35	R\$ 66.625,48	R\$ 60.823,12	R\$ 146.172,33
10	67669,78	5638,31	R\$ 1,06	R\$ 105,69	R\$ 5.093,17	R\$ 6.361,49	R\$ 71.512,06	R\$ 66.150,57	R\$ 210.322,89
11	67118,50	5593,21	R\$ 1,14	R\$ 114,36	R\$ 5.602,48	R\$ 6.974,81	R\$ 76.757,04	R\$ 69.782,23	R\$ 280.105,12
12	66561,66	5548,46	R\$ 1,24	R\$ 123,74	R\$ 6.162,73	R\$ 7.647,59	R\$ 82.386,71	R\$ 74.738,12	R\$ 354.844,24
13	66048,90	5504,08	R\$ 1,34	R\$ 133,88	R\$ 6.779,01	R\$ 8.386,62	R\$ 88.429,28	R\$ 80.043,66	R\$ 434.887,89
14	65520,51	5460,04	R\$ 1,46	R\$ 144,86	R\$ 7.456,91	R\$ 9.196,26	R\$ 94.916,03	R\$ 86.719,77	R\$ 520.607,66
15	64986,36	5416,36	R\$ 1,57	R\$ 156,74	R\$ 8.202,60	R\$ 10.047,97	R\$ 101.876,48	R\$ 90.028,51	R\$ 650.636,17

Fonte: Autoria Própria

Optou-se por realizar o estudo baseando-se no decorrer de 15 anos, tendo em vista obter-se um resultado mais concreto em relação a volatilidade atual do mercado.

É possível observar na segunda coluna da Tabela 19 o decaimento da produtividade energética do SFDRD, essa queda é prevista pelo fabricante dos painéis e é baseada na perda de 20% da geração ao longo dos 25 anos de garantia.

Com a diminuição constante da geração média mensal, caso o consumo continuasse na média de 2021 de 4.727 kWh.mês, o projeto supriria sua necessidade de consumo ao longo dos 15 anos.

Caso o consumo aumentasse para uma média de 5.500 kWh.mês, no décimo quarto ano o sistema já não supriria mais seu consumo, devido a depreciação dos painéis. Uma solução seria realizar o aumento de módulos para 176 painéis, chegando a uma geração média mensal de 7.360 kWh.mês.

Essa solução é viável, tendo em vista que não necessitaria o envio de um novo projeto para a concessionária, pois não foi alterada a potência dos inversores. Isso evitaria o SFDRD de se encaixar nas novas normas de taxas para sistemas fotovoltaicos que entrarão em vigor a partir de 2023.

O custo da energia representado na quarta coluna, tem seu aumento baseado na inflação energética anual de 8,2%, assim como a taxa mínima pela utilização da rede de distribuição cobrada pela concessionária, apresentada na coluna cinco.

A manutenção anual do sistema, coluna seis, apresenta o custo variável de acordo com a Taxa Média de Retorno de Rendas Fixas – TMRRF, esse aumento foi considerado com o intuito de tornar o cenário de rentabilidade do investimento mais próximo da realidade atual. Além disso, considerou-se a troca do inversor no décimo quinto ano, com o custo aproximado de R\$ 58.268,37, como orientado pelo fabricante, com o objetivo de aumentar a vida útil do conjunto gerador.

A coluna sete retorna os custos totais anuais do sistema, agrupando custos com manutenção e taxas.

O Saldo é apresentado na oitava coluna e representa o valor em kWh gerado transformado em reais. Assim como o Fluxo de Caixa da nona coluna, representando o Saldo com os custos subtraídos.

O *payback* apresentado na última coluna é calculado conforme a equação 02 e representa o valor líquido anual de rentabilidade, considerando todos os gastos com

o SFDRD. De acordo com esse indicador, o valor investido será retornado ao investidor no sétimo ano de funcionamento do sistema.

Dessa forma, o cálculo de retorno financeiro do investimento realizado com a consideração das variáveis apresentadas, resulta num payback três anos maior que o estipulado nos projetos realizados pelas empresas.

Além do *payback*, utilizando a Equação 03, foi realizado o cálculo do Valor Presente Líquido – VPL, tendo como base os 15 anos. Considerou-se uma Taxa Mínima de atratividade – TMA de 11,945%, mesma taxa média de retorno de rendas fixas atual.

$$\text{VPL} = \text{R\$ } 63.094,32$$

Esse resultado significa que o projeto é viável, e que o somatório das entradas e saídas no durante os 15 anos retorna um lucro final, baseado na TMRRF estudada.

Além do VPL, utilizando a equação 04, calculou-se a Taxa Interna de Retorno – TIR.

$$\text{TIR} = 15,44\%$$

Pode-se observar que a TIR resultou em uma taxa maior que a TMA, tornando o projeto rentável acima das expectativas projetadas.

4.8.1 Comparação com outros investimentos

Tendo em vista a comprovação da vantagem na aplicação financeira no projeto em estudo, realizou-se a comparação do valor investido no SFDRD com o mesmo capital investido no Tesouro Direto, Selic e IPCA.

A Tabela 19 demonstra a rentabilidade dos investimentos no décimo quinto ano, com o valor investido descontado, caso fosse aplicado somente o valor inicial de R\$ 277.000,00.

Tabela 19 - Rentabilidade dos Investimentos

Valor Aplicado	Investimento	Valor Gerado (Projeção 15 anos)
R\$ 277.000,00	Tesouro Direto	R\$ 1.036.127,73
	Tesouro Selic	R\$ 969.268,65
	Tesouro IPCA	R\$ 841.943,85
	Sistema Solar	R\$ 550.636,17

Fonte: Autoria Própria

No que tange o estudo de retorno financeiro do Tesouro Direto, Selic e IPCA, foram consideradas as taxas de rentabilidade anual apresentadas na Tabela 17. Ainda referente as rendas fixas, após a projeção dos valores futuros anuais, foram descontadas 15% de imposto dos valores líquidos de cada renda, como determinado pela Bolsa de Valores Brasileira.

A rentabilidade do Sistema Solar foi baseada no valor do fluxo de caixa no décimo quinto ano, apresentado na Figura 24. Os custos com o projeto no decorrer dos 15 anos já estão presentes no cálculo.

Posto isto, a Tabela 19 expõe que a aplicação financeira realizada no Tesouro Direto, com uma projeção de 15 anos, é a modalidade que retornaria o maior capital ao investidor, rentabilizando quase duas vezes o investimento no sistema solar.

Além da rentabilidade, deve-se levar em consideração a valorização do item que foi realizado o investimento.

No caso das rendas fixas, após os 15 anos de rentabilidade o investidor terá somente seu capital de R\$ 277.000,00 investido, desvalorizado pela inflação decorrida nesse período.

Por outro ponto de vista, após o tempo de rentabilidade o SFDRD terá uma valorização dos equipamentos, possibilitando o investidor vender o projeto pronto no valor de mercado instantâneo.

Segundo a L8 Importações (2022), o custo médio dos equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico, possui uma taxa de aumento anual de 9,5% ao ano, nos últimos dez anos.

Foi realizado o cálculo da valorização do projeto fotovoltaico em estudo, durante os quinze anos, adotou-se como base o aumento anual do custo dos equipamentos e considerou-se uma desvalorização de 1% ao ano, tendo em vista o

desgaste dos componentes do sistema. Os resultados da análise são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 - Rentabilidade e valorização dos investimentos

Valor Aplicado	Investimento	Valor Gerado + Agregado (Projeção 15 anos)
R\$ 277.000,00	Tesouro Direto	R\$ 1.313.127,73
	Tesouro Selic	R\$ 1.246.268,65
	Tesouro IPCA	R\$ 1.118.943,85
	Sistema Solar	R\$ 1.492.364,95

Fonte: Autoria Própria

O SFDRD, portanto, além da rentabilidade de R\$ 550.636,17, teria o valor agregado de R\$ 941.728,78 da valorização do equipamento.

Observando os dados completos, pode-se concluir que o investimento no SFDRD não é o mais rentável na questão de retorno financeiro anual, porém se apresenta como uma opção importante quando se considera a valorização do investimento.

5 CONCLUSÕES

Realizou-se o presente trabalho com o objetivo de auxiliar o consumidor na escolha de um projeto fotovoltaico confiável, utilizando de um método de dimensionamento fotovoltaico e comparações técnico-econômicas de orçamentos sugeridos por algumas empresas do ramo, além do estudo referente ao *payback* do SFRDRD e uma comparação de rentabilidade entre a aplicação do valor no sistema solar em estudo e algumas rendas fixas de risco aproximado.

O processo inicial do dimensionamento do sistema englobou um estudo do local de implantação, do clima da região e do consumo médio de energia da UC. Nestas etapas calculou-se como $57,150 \text{ kWp}$ a potência máxima de equipamentos que poderia ser instalada no local, além da constatação da orientação norte do telhado e inclinação dentro dos parâmetros aceitáveis para a instalação. Através do software RADIASOL obteve-se a irradiação média do local como $4,957 \text{ kW}$ por metros quadrados ao dia. O consumo de energia médio foi constatado como 3.956 kWh.mês , possibilitando o início dos cálculos técnicos do projeto.

Dimensionou-se o sistema iniciando pela escolha dos módulos da marca BYD 335Wp , isso possibilitou o cálculo de 144 painéis necessários para atingir a geração média aproximada de 6000 kWh.mês . Escolheu-se os inversores da marca Fronius, um com 27 kW outro com $12,5 \text{ kW}$ de potência, ficando dentro do máximo de potência permitida no padrão medidor. Definidos os equipamentos, foi realizado o arranjo de ligações entre os painéis e inversores juntamente com a projeção de geração de energia média mensal com esse conjunto, que resultou em 6038kWh.mês , dentro do esperado inicialmente.

Com o projeto calculado, realizou-se a solicitação dos orçamentos para as empresas da região, essa etapa possibilitou a observação do acompanhamento técnico na análise dos projetos realizados por terceiros, onde constatou-se uma diferença técnica e financeira entre os orçamentos solicitados. Após o estudo e comparação com o dimensionamento e geração calculada no trabalho, escolheu-se a empresa A para executar a montagem do SFDRD.

Após completo um ano de funcionamento do sistema, obteve-se a geração média mensal real de 6061 kWh.mês , o que valida o método de dimensionamento utilizado no trabalho e todas as análises técnicas realizadas.

A análise do *payback* do investimento considerou muitos fatores que as empresas não consideraram nos orçamentos realizados, como taxas de juros e custos anuais com o sistema em funcionamento. Essa etapa resultou que o SFDRD retornará seu valor de investimento em sete anos, diferente do *payback* de quatro anos apresentado pelas empresas. Além disso a aplicação resultou um VPL de R\$ 63.094,32 e uma TIR de 15,44%, decretando a viabilidade positiva do investimento.

Além do *payback*, foi realizada uma comparação do valor gasto no sistema de R\$ 277.000,00 investidos em três modalidades de rendas fixas da bolsa de valores. Analisando somente do ponto de vista do retorno financeiro dentro de 15 anos, o tesouro direto é a modalidade que mais retornaria capital entre as 4 opções, totalizando R\$ 1.036.127,73 ao final do décimo quinto ano. Já observando o fator rentabilidade mais o valor agregado do objeto que se aplicou o capital, o SFDRD leva vantagem totalizando o retorno completo de R\$ 1.492.364,95, ressaltando a viabilidade do investimento em geração de energia fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

ABBN: SIX Swiss Ex. ABB. **Tecnologia que Impulsiona a Transformação**, 2021. Disponível em: < <https://new.abb.com/br/empresa>>. Acesso em: 25 fev 2022.

ALVARENGA. **O Módulo fotovoltaico Para Gerador de Eletricidade**, 2016. Disponível em: <<https://www.solenerg.com.br/files/Modulo-Fotovoltaico-Solenerg.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2021.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de informações da geração**. Brasília, DF. 2021. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 20 out. 2021.

BEN. **Balanco Energético Nacional 2020: Ano base 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2020. [Online]. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/balancoenergetico-nacional-2020>>. Acesso em: 11 dez. 2021.

BROPHY, JERE, (2008). **Developing Students' Appreciation for What Is Taught in School. Educational Psychologist**. 43. 10.1080/00461520701756511.

BYD – Build Your Dreams. **Geração de energia, armazenamento eficiente e mobilidade elétrica**, 2021. Disponível em: <<https://www.byd.com.br/filosofia/>>. Acesso em: 22 jan. 2022.

CÂMARA , C. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica**. Lavras - MG. 2011. Disponível em: <<https://www.solenerg.com.br/files/monografia-Carlos-Fernando-Camara.pdf>>. Acesso em: 07 Fev. 2022.

CANAL SOLAR. **Fonte de Notícias e Informações Técnicas sobre o Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**, 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/>>. Acesso em: 30 Dez. 2021.

CRESESB. **Energia solar Princípios e aplicações**, 2012. Rio de Janeiro, 50 p. BRASIL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2021.

COPEL. **Normas Técnicas**, 2022. Disponível em: <<https://www.copel.com/site/fornecedores-e-parceiros/pesquisa-de-normas-tecnicas/>> Acesso em: 07 de mar. 2022.

COTA – Sol. **Geografia e Energia Solar**, 2009. Disponível em: <<https://cotasol.com.br/>>. Acesso em: 13 Jan. 2022.

EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (EPE). **Balanco Energético Brasileiro 2017**. Brasília, 2020. Disponível em:

<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf > Acesso em: 05 out. 2021.

FRONIUS - International GmbH. **Fundação Fronius Solar Energy**, 2021. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/>> . Acesso em: 02 Jan. 2022.

GEPEA. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**. Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2016.

GHS Engenharia & Energia. **Energia Renovável, Força, Sustentabilidade e Economia**, 2021. Disponível em: < <https://ghsee.com.br/>>. Acesso em: 15 fev 2022.

HIRTH, M. P. **Conversor CA-CC Monofásico de Estágio Único Empregando o Converter Sepic com Interruptores do Lado CA**, p. 118. 2015.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Vantagens da Fusão**. 2020. São José dos Campos, 2020. Disponível em: <http://www.plasma.inpe.br/LAP_Portal/LAP_Site/Text/Advantages_of_Fusion.htm> Acesso em: 15 de nov. 2021.

IRENA. **INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY**. REthinking Energy 2017. Abu Dhabi: Irena, 2021. [Online]. Disponível em: <<https://goo.gl/EkjNAq>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

Krenzinger, A. Bugs, R. C., 2010. **RADIASOL2. Software para Sintetizar Dados de Radiação Solar**. IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energía Solar (XVII–SPES), Cuzco.

LABSOL. **Laboratório de Software Livre da Embrapa Informática**. <Disponível em: <http://www.labsol.cnptia.embrapa.br/>>. Acesso em: 10 de maio de 2022.

LUNELLI. R. **Contabilidade**, 2010. Disponível em: <<http://www.portaldecontabilidade.com.br/tematicas/analiseinvestimentos.html>>. Acesso em: 26 mar. 2022.

L8 - Energy. **Equipamentos com Alto Desempenho e Rendimento Energético**, 2022. Disponível em: < <https://www.l8group.net/energy/>>. Acesso em: 28 Jan. 2022.

NASCIMENTO, A. D. **PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA FOTVOLTAICA**. Universidade Federal de Lavras. MINAS GERAIS, p. 21. 2004.
NASCIMENTO, R. L. **Energia solar no Brasil: Situação e Perspectiva**. Câmara dos Deputados. Brasília. 2017.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de PósGraduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2014.

NETO , J. H. D. C. **As Inovações Tecnológicas Dos Sitstemas De Geração**

Fotovoltaica Com a Abordagem Da Análise Sistemática. Fundação Universidade de Rondônia. Rôndonia, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **Planejamento anual da operação energética**, 2021. Brasília, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>> Acesso em: 12 dez. 2021.

PEARSON. COC. **Sistema COC de Educação e Comunicação**, 2011. Disponível em: <<https://interna.coceducacao.com.br/ebook/pages/2701.htm>>. Acesso em: 26 Mar. 2021.

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

PORTAL SOLAR. **Célula fotovoltaica**, 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 22 Set. 2021.

RICO - Investing. **Autonomia e Produtos Selecionados**, 2022. Disponível em: <<https://www.rico.com.vc/>>. Acesso em: 16 mar. 2022.

ROSA, P.; SANTOS, E. **Apostila de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos: Módulo 1.** [S.I.]: ECODOT, 2016. 66, 67, 69, 70.

ROSSAROLA, A. **Análise econômico-financeira de investimento em energia solar e externalidades: estudo de caso de uma empresa industrial em Santa Catarina.** Santa Catarina 2016.

SOARES, G. F. W. ; VIEIRA, L. S. R. ; GALDINO, M. A. ; OLIVIERI, M. M. A. ; BORGES, E. L. P. ; CARVALHO, C. M. ; LIMA, A. A. N. . **Avaliação Técnico-Econômica da Aplicação de Sistemas Fotovoltaicos Individuais.** Revista Brasileira de Energia Solar, 2010.

SOUZA, C. D. **Análise dos Impactos da Geração Distribuída por Fonte Solar Fotovoltaica na Qualidade de Energia Elétrica.** Universidade Federal de Uberlândia. UBERLÂNDIA , p. 159. 2016. (CDU 621.3).

SUNGROW - Sungrow Power Supply Co., Ltd. 2020. Pesquisa e Desenvolvimento do setor de inversores solares. Disponível em: < <https://br.sungrowpower.com>>. Acesso em: 30 nov. 2021.

TORRES. **Energia Solar Fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residências.** Universidade de São Paulo. São Paulo , p. 164. 2012.

TRINA SOLAR. **Fornecimento de Painéis Fotovoltaicos e Soluções de Energia Inteligente**, 2021. Disponível em: < <https://www.trinasolar.com/pt/our-company>>. Acesso em: 25 Fev. 2022.

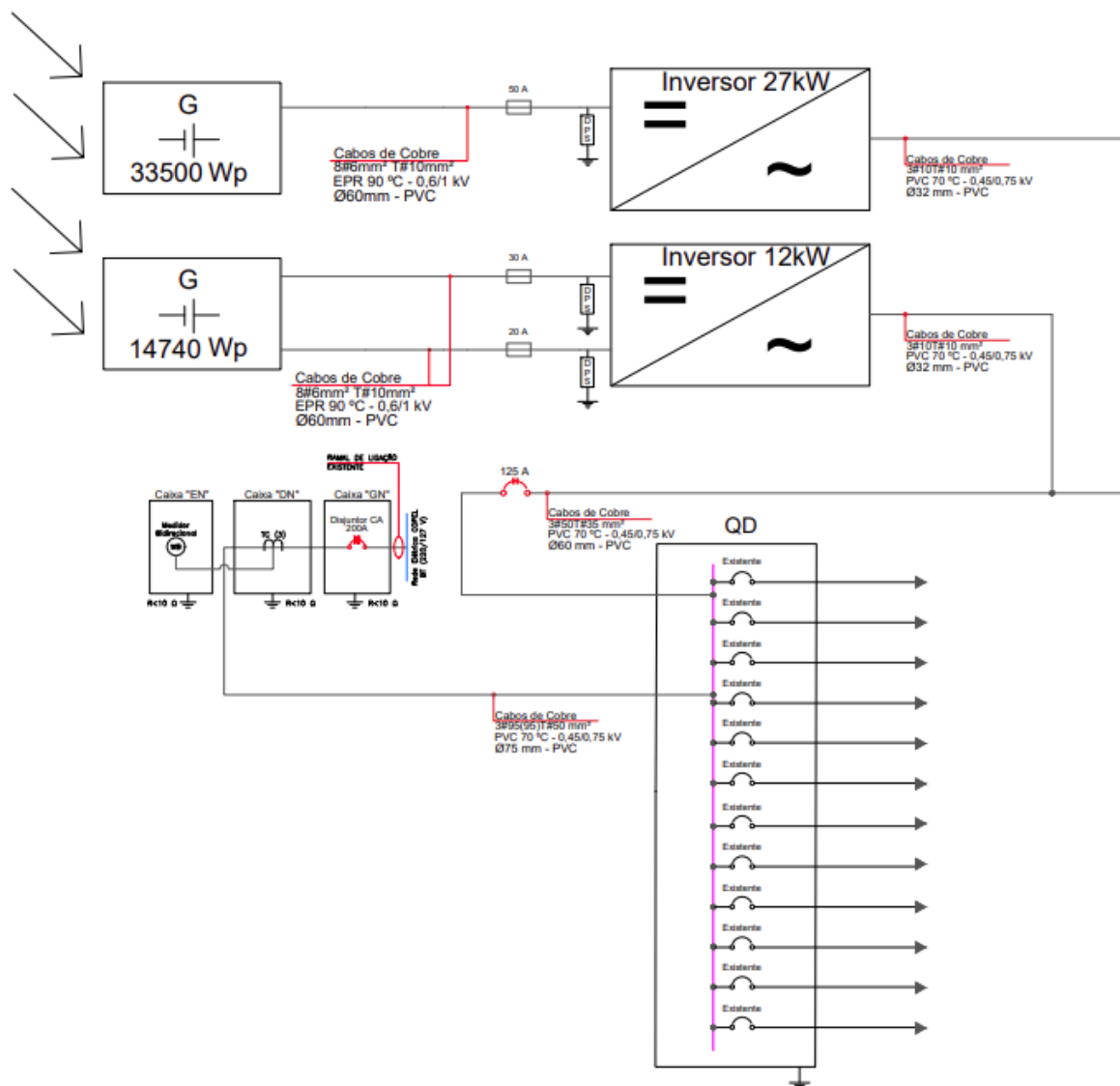
VILLALVA, M. G.; GAZOLI,. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações Sistemas Isolados e Conectados à Rede.** 2ª. ed. [S.I.]: Érica , 2014.

VILELA, O. C. **Caracterização, simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de abastecimento de água.** Recife, Brasil: Tese de Doutorado, Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, 2010.

WEIRICH, C. S. **Análise econômica de sistema de geração de letricidade gd: motor gerador a biogás e paineis fotovoltaicos.** 2021 [Dissertação]. Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, Cascavel, 2020.

WERNKE, Rodney. **Aplicações do conceito de valor presente na contabilidade gerencial. Revista Brasileira de Contabilidade.** Conselho Federal de Contabilidade, n. 126. Brasília: novembro / dezembro 2000.

ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO



NOTAS DE PROJETO

- Por se tratar de uma Unidade Consumidora (UC) com entrada de serviço superior a 100A, a medição bidirecional deverá ser indireta, conforme NTC 905200.
- A entrada de serviço deverá ser composta por uma caixa do tipo GN para alocação do disjuntor geral da UC, uma caixa tipo DN para instalação de transformadores de corrente, e uma caixa do tipo EN para instalação do relógio medidor e chave de aferição. Conforme detalhe da entrada de serviço.

ANEXO B – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10KW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC: [REDACTED]	Classe: Rural	
Titular da UC: [REDACTED]		
Rua/Av.: [REDACTED]	Nº: S/N	CEP: 85884-000
Bairro: Medianeira Rural	Cidade: Medianeira	
E-mail: [REDACTED]		
Telefone: ()	Celular: [REDACTED]	
CNPJ/CPF [REDACTED]		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
[REDACTED]	Tensão de atendimento (V): 220	
Tipo de conexão: <input type="checkbox"/> monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input checked="" type="checkbox"/> trifásica		
Tipo de ramal: <input checked="" type="checkbox"/> aéreo <input type="checkbox"/> subterrâneo		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW): 40,0		
Tipo da Fonte de Geração:		
<input type="checkbox"/> Hidráulica <input checked="" type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada		
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
<input checked="" type="checkbox"/> 1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração <input type="checkbox"/> 2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo <input checked="" type="checkbox"/> 3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção <input type="checkbox"/> 4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. <input type="checkbox"/> 5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scq <input type="checkbox"/> 6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 <input type="checkbox"/> 7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) <input type="checkbox"/> 8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)		
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
Solicitante		
Nome/Procurador Legal: [REDACTED]		
Telefone: [REDACTED]		
E-mail: [REDACTED]		
Medianeira - PR	28 / 10 / 2019	[REDACTED]
Local	Data	Assinatura do Responsável

ANEXO C – ART DA EXECUÇÃO DO PROJETO FOTOVOLTAICO



Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei nº 6.496, de 7 de dezembro de 1977

CREA-PR

Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Paraná

ART de Obra ou Serviço

Substituição sem Custo à 1720195238633

1. Responsável Técnico

Título profissional:

ENGENHEIRO ELETRICISTA

2. Dados do Contrato

Valor: R\$ 2.000,00

Tipo de contratante: Pessoa Jurídica (Direito Privado) brasileira

3. Dados da Obra/Serviço

MEDIANEIRA RURAL - MEDIANEIRA/PR 85884-000

Data de Início: 25/10/2019

Previsão de término: 30/04/2020

Proprietário:

CPF:

4. Atividade Técnica

[Execução de instalação, Projeto] de *microgeração distribuída*

Após a conclusão das atividades técnicas o profissional deverá proceder a baixa desta ART

Quantidade	Unidade
40,00	KW

5. Observações

ART REFERENTE À PROJETO E INSTALAÇÃO DE GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO COM POTÊNCIA INSTALADA DE 40,0 KW.

7. Assinaturas

Declaro serem verdadeiras as informações acima

8. Informações

- A ART é válida somente quando quitada, conforme informações no rodapé deste formulário ou conferência no site www.crea-pr.org.br.
- A autenticidade deste documento pode ser verificada no site www.crea-pr.org.br ou www.confex.org.br
- A guarda da via assinada da ART será de responsabilidade do profissional e do contratante com o objetivo de documentar o vínculo contratual.

Acesso nosso site www.crea-pr.org.br
Central de atendimento: 0800 041 0067



CREA-PR
Conselho Regional de Engenharia
e Agronomia do Paraná

Registrada em : 30/10/2019

ART Isenta