

INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA

IAGO MATOS OLIVEIRA

**DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR FOTOVOLTAICO
CONSIDERANDO PERDAS DE RECURSO SOLAR POR INCLINAÇÃO
E DESVIO AZIMUTAL DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

Joinville

2022

IAGO MATOS
OLIVEIRA

Desenvolvimento de Simulador Fotovoltaico Considerando Perdas de Recurso Solar por
Inclinação e Desvio Azimutal dos Módulos Fotovoltaicos

2022

INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA

IAGO MATOS OLIVEIRA

**DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR FOTOVOLTAICO
CONSIDERANDO PERDAS DE RECURSO SOLAR POR
INCLINAÇÃO E DESVIO AZIMUTAL DOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS.**

Monografia apresentada
ao Curso de Bacharelado
em Engenharia Elétrica do
Campus Joinville do
Instituto Federal de Santa
Catarina para a obtenção
do diploma de Engenheiro
Eletricista.

Orientador: Prof. Dr.
Carlos Toshiyuki Matsumi

Coorientadora: Profa. Me.
Joice Luiz Jeronimo

Joinville

2022

Oliveira, Iago Matos.

Desenvolvimento de simulador fotovoltaico considerando perdas de recurso solar por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaico / Iago Matos Oliveira – Joinville, SC, 2022.

168 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Curso de Engenharia Elétrica, Joinville, 2022.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Toshiyuki Matsumi.

Coorientador: Profa. Me. Joice Luiz Jerônimo.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Dimensionamento. 4. Inclinação. 5. Desvio azimutal. I. Matsumi, Carlos Toshiyuki. II. Jeronimo, Joice Luiz. III. Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. IV. Título.

**DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR FOTOVOLTAICO
CONSIDERANDO PERDAS DE RECURSO SOLAR POR INCLINAÇÃO
E DESVIO AZIMUTAL DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

IAGO MATOS OLIVEIRA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título em Engenheiro Eletricista pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, e aprovado na sua forma final pela comissão avaliadora abaixo indicada.

Joinville, 18 de fevereiro de 2022

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Carlos Toshiyuki Matsumi
Instituto Federal de Santa Catarina



Profa. Me. Joice Luiz Jeronimo
Instituto Federal de Santa Catarina



Prof. Dr. Jeferson Luiz Curzel
Instituto Federal de Santa Catarina



Prof. Me. Rafael Gomes Faust
Instituto Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, nosso criador, pois debaixo de sua graça pude estar com saúde no desenvolvimento deste trabalho.

À minha família pelo apoio e paciência, especialmente mãe e irmãos que me incentivaram a todo o momento nessa árdua trajetória.

À minha esposa, Emanuella, que sempre acreditou no meu potencial, estando ao meu lado em todos os momentos difíceis de incertezas.

Aos professores que de forma direta, contribuíram fortemente com seus conhecimentos, fazendo com que a caminhada acadêmica fosse valorosa.

Ao Prof. Dr. Carlos Toshiyuki Matsumi e Profa. Me. Joice Luiz Jeronimo, por aceitar estar junto nesse processo e pelos conselhos, orientações, paciência e confiança apostada em mim no cumprimento dos objetivos acadêmicos desafiadores.

RESUMO

Até o final do 3º trimestre de 2021, atingiu-se no Brasil a marca de 600 mil sistemas de geração de energia solar instalados, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Isso consiste em um crescimento significativo de aproximadamente 335% em relação ao ano de 2019, onde registrou um total de 179.049 sistemas fotovoltaicos instalados. Contudo, tendo ciência da necessidade de desafogar o sistema elétrico brasileiro, que vem sofrendo com a alta dependência de usinas hidrelétricas e das diferentes características que influenciam no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, o presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um simulador fotovoltaico (PVsolar), elaborado na interface gráfica do MATLAB, *App Designer*, sendo esse programa capaz de dimensionar sistemas junto a carga, considerando características fundamentais no correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, como os dados de irradiação local de 5569 municípios brasileiros, as perdas ocasionadas pela variação dos ângulos de inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos, o consumo médio da unidade consumidora e a potência de cada módulo que irá constituir o conjunto gerador do sistema, assim como, parâmetros do percentual de geração e fator de performance. Assim, foi possível estimar a potência necessária para 5 unidades consumidoras em 5 cidades distintas, analisadas em estudo de caso, bem como a expectativa de geração mês a mês e geração média anual em kWh, com os dados sendo comparados num primeiro momento com 2 simuladores fotovoltaicos, com variação máxima total anual em módulo, dentre os 5 sistemas de estudo de caso, sendo 10,10% e 4,80% da expectativa de energia gerada pelo sistema fotovoltaico em relação às plataformas PVsyst e PVsol, respectivamente. Ainda, em comparação com a geração real dos 5 sistemas fotovoltaicos, houve uma variação máxima anual de apenas 5,80% em relação a expectativa obtida através do simulador proposto neste trabalho com os dados reais de geração de energia.

Palavras-Chave:

Energia Solar Fotovoltaica. Sistemas Fotovoltaicos. Dimensionamento. Inclinação. Desvio Azimutal.

ABSTRACT

By the end of the 3rd quarter of 2021, the milestone of 600 thousand solar energy generation systems installed in Brazil had been reached, according to data from the National Electric Energy Agency – Aneel. This consists of a significant growth of approximately 335% compared to 2019, where it registered a total of 179,049 photovoltaic systems installed. However, being aware of the need to relieve the Brazilian electrical system, which has been suffering from the high dependence on hydroelectric plants and the different characteristics that influence the design of photovoltaic systems, this work has as its main objective the development of a photovoltaic simulator (PVsolar), created in MATLAB's graphical interface, *App Designer*, as this program is capable of sizing systems with the load, considering fundamental characteristics in the correct sizing of photovoltaic systems, such as local irradiation data from 5569 Brazilian municipalities, the losses caused by the variation of the inclination angles and azimuthal deviation of the photovoltaic modules, the average consumption of the consumer unit and the power of each module that will constitute the generating set of the system, as well as parameters of the percentage of generation and performance factor. Thus, it was possible to estimate the power required for 5 consumer units in 5 different cities, analyzed in a case study, as well as the expectation of monthly generation and annual average generation in kWh, with the data being compared at first with 2 simulators photovoltaic systems, with maximum total annual variation among the 5 case study systems, being 10.10% and -4.80% of the expected energy generated by the photovoltaic system in relation to the PVsyst and PVsol platforms, respectively. Still, in comparison with the real generation of the 5 photovoltaic systems, there was a maximum annual variation of only 5.80% in relation to the expectation obtained through the simulator proposed in this work with the real energy generation data.

Key words:

Photovoltaic Solar Energy. Photovoltaic Systems. Sizing. Slope. Azimuthal Deviation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Matriz elétrica brasileira	17
Figura 2: Células fotovoltaicas policristalinas e monocristalinas	21
Figura 3: Componentes da radiação solar	23
Figura 4: Perfil da irradiância solar durante o dia	25
Figura 5: Diagrama esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede	27
Figura 6: Sistema de compensação de energia elétrica.....	31
Figura 7: Ábaco percentual de irradiação – Curitiba-PR	39
Figura 8: Ábaco percentual de irradiação – Florianópolis-SC.....	40
Figura 9: Ábaco percentual de irradiação – Porto Alegre-RS	40
Figura 10: Janela “DEFINIÇÕES” simulador PVsolar.....	46
Figura 11: Janela “DIMENSIONAMENTO” simulador PVsolar	47
Figura 12: Janela “RESULTADOS” simulador PVsolar	51
Figura 13: Janela “RESULTADOS” simulador PVsolar – Consumo x geração.....	51
Figura 14: Fluxograma esquemático – Simulador PVsolar.....	52
Figura 15: Processamento de imagens com auxílio do software AGISOFT – Vista Topview	54
Figura 16: Processamento de imagens com auxílio do software AGISOFT – Vista Perspectiva	54
Figura 17: Modelagem 3D com auxílio do software SketchUp - Vista Topview	55
Figura 18: Modelagem 3D com auxílio do software SketchUp – Vista em Perspectiva	55
Figura 19: Obtenção do ângulo de inclinação do telhado com auxílio do software SketchUp	56
Figura 20: Dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Joinville - SC.....	58
Figura 21: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Joinville - SC.....	59
Figura 22: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso	60
Figura 23: Alocação dos módulos - Estudo de caso Joinville - SC.....	61
Figura 24: Dimensionamento - Estudo de caso Lages - SC.....	63
Figura 25: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Lages - SC.....	64
Figura 26: Gráfico Consumo médio versus geração de energia PVsolar – Estudo	64
Figura 27: Alocação dos módulos - Estudo de caso Lages - SC.....	65
Figura 28: Dimensionamento - Estudo de caso Mafra - SC	66
Figura 29: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Mafra - SC	67
Figura 30: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso	68
Figura 31: Alocação dos módulos - Estudo de caso Mafra - SC	68

Figura 32: Dimensionamento - Estudo de caso Rio Negro - PR.....	70
Figura 33: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Rio Negro – PR	71
Figura 34: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso	71
Figura 35: Alocação dos módulos - Estudo de caso Rio Negro - PR.....	72
Figura 36: Dimensionamento - Estudo de caso São Francisco do Sul.....	74
Figura 37: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC	75
Figura 38: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso	75
Figura 39: Alocação dos módulos - Estudo de caso São Francisco do Sul.....	76
Figura 40: Gráfico comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Joinville – SC	78
Figura 41: Gráfico comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Lages – SC	80
Figura 42: Gráfico comparativo da expectativa de energia gerada em.....	82
Figura 43: Gráfico comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso Rio Negro – PR	84
Figura 44: Gráfico comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul – SC.....	86
Figura 45: Gráfico omparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Joinville – SC	89
Figura 46: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Lages – SC.	91
Figura 47: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Mafra – SC .	93
Figura 48: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Rio Negro – PR	95
Figura 49: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso São Francisco do Sul– SC.....	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Métricas de validação das médias mensais dos totais diários de irradiação global	16
Tabela 2: Números da geração distribuída no Brasil por fonte de energia	29
Tabela 3: Custo de disponibilidade conforme padrão de entrada.....	32
Tabela 4: Irradiação solar para as regiões brasileiras	37
Tabela 5: Percentual de irradiação região Sul do Brasil.....	41
Tabela 6: Consumo médio em kWh - Estudo de caso Joinville - SC	57
Tabela 7: Expectativa de geração em kWh - Estudo de caso Joinville - SC.....	59
Tabela 8: Consumo médio em kWh - Estudo de caso Lages - SC.....	62
Tabela 9: Expectativa de geração em kWh- Estudo de caso Lages - SC.....	63
Tabela 10: Expectativa de geração em kWh - Estudo de caso Mafra - SC	67
Tabela 11: Consumo médio em kWh - Estudo de caso Rio Negro - PR.....	69
Tabela 12: Expectativa de geração em kWh - Estudo de caso Rio Negro - PR.....	70
Tabela 13: Consumo médio em em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC	73
Tabela 14: Expectativa de geração em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul.....	74
Tabela 15: Comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Joinville - SC	78
Tabela 16: Comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Lages - SC	79
Tabela 17: Comparativo da expectativa de energia gerada em	81
Tabela 18: Comparativo da expectativa de geração de energia.....	83
Tabela 19: Comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC	85
Tabela 20: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Joinville - SC	89
Tabela 21: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Lages – SC.....	91
Tabela 22: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Mafra - SC.....	93
Tabela 23: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Rio Negro - PR..	95
Tabela 24: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso São Francisco do Sul - SC.....	97
Tabela 25: Resumo comparativo entre simuladores	99
Tabela 26: Resumo comparativo entre simulador versus energia gerada real	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR – Associação brasileira de energia solar fotovoltaica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BIM – *Building Information Modeling*

CAD – *Computer Aided Design*

CRESESB – Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio de Salvo Brito

EPE – Empresa de pesquisa energética

GPS - *Global Positioning System*

GUI – *Graphical User Interface*

HSP – Horas de sol pleno ou a pico

IFC – *Industry Foundation Classes*

INMETRO – Instituto nacional de metrologia, qualidade e tecnologia

LABREN – Laboratório de modelagem e estudos renováveis de energia

SIN – Sistema interligado nacional

UC – Unidade consumidora

LISTA DE SÍMBOLOS

GW – Gigawatt

GWh – Gigawatt-hora

Hz – Hertz

kW – Quilowatt

kWp – Quilowatt-pico

kWh/m² – Quilowatt por metro quadrado

kWh/kW – Quilowatt-hora por Quilowatt

kWh – Quilowatt-hora

kWh/m²/dia – Quilowatt-hora por metro quadrado por dia

MW – Megawatt

Wp – Watt-pico

W/m² – Watt por metro quadrado

Wh/m² – Watt-hora por metro quadrado

Wh/m²/dia – Watt-hora por metro quadrado por dia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivo geral	18
1.1.2	Objetivos específicos.....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Energia solar fotovoltaica	19
2.2	Tecnologias dos módulos fotovoltaicos	20
2.3	Radiação solar	21
2.3.1	Irradiância.....	23
2.3.2	Irradiação.....	24
2.4	Perdas de irradiação por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos	25
2.5	Sistemas fotovoltaicos	26
2.5.1	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	27
2.6	Geração distribuída	29
2.7	Sistema de compensação de energia elétrica	30
3	METODOLOGIA	32
3.1	Tipo de pesquisa	33
3.2	Métodos utilizados	33
3.2.1	Modelamento matemático	34
3.2.1.1	Produtividade referencial.....	34
3.2.1.2	Produtividade do sistema	34
3.2.1.3	Razão de performance	34
3.2.1.4	Potência nominal do sistema fotovoltaico.....	35
3.2.1.5	Área necessária	36
3.2.2	Base de dados de irradiação solar	36
3.2.3	Perdas de irradiação por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos	37
3.2.4	MATLAB	42
3.2.5	AGISOFT Metashape	43
3.2.6	SKETCHUP	43
3.2.7	Simuladores Fotovoltaicos Profissionais – PVsyst e PVsol.....	44
3.2.8	Módulos Fotovoltaicos	45
3.3	Desenvolvimento do layout do aplicativo	45
3.4	Dimensionamento de 05 sistemas fotovoltaicos em 5 cidades distintas entre os estados de Santa Catarina e Paraná – Estudo de caso	52
3.4.1	Estudo de caso unidade consumidora Joinville - SC.....	57
3.4.2	Estudo de caso unidade consumidora Lages - SC.....	61
3.4.3	Estudo de caso unidade consumidora Mafra - SC	65
3.4.4	Estudo de caso unidade consumidora Rio Negro - PR	69
3.4.5	Estudo de caso unidade consumidora São Francisco do Sul - SC	72

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	76
4.1	Comparativo entre dados simulados no PVsolar e demais softwares simuladores.....	77
4.1.1	Simulação estudo de caso – Joinville - SC.....	77
4.1.2	Simulação estudo de caso – Lages – SC.....	79
4.1.3	Simulação estudo de caso – Mafra – SC	80
4.1.4	Simulação estudo de caso – Rio Negro – PR	82
4.1.5	Simulação estudo de caso – São Francisco do Sul – SC.....	84
4.2	Análise entre a expectativa de energia obtida com PVsolar e dados de medições reais	87
4.2.1	Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Joinville - SC.....	88
4.2.2	Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Lages – SC.....	90
4.2.3	Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Mafra - SC	92
4.2.4	Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Rio Negro – PR	94
4.2.5	Comparativo energia gerada real – Estudo de caso São Francisco do Sul – SC	96
5	CONCLUSÕES	99
	REFERÊNCIAS.....	102
	APÊNDICES	106
	APÊNDICE A – Relatório de resultados exemplificativo	106
	APÊNDICE B – Código fonte – Simulador PVsolar.....	108
	APÊNDICE C – Manual de instalação – Simulador PVsolar.....	130
	ANEXOS	136
	ANEXO A - Ábacos que demonstram as reduções de irradiação em cada orientação e inclinação para as capitais brasileiras	136
	ANEXO B – Simulações simuladores PVsyst e PVsol estudo de caso.....	150
	ANEXO C – Dados gráficos de geração de energia em kWh/mês extraídos das plataformas de monitoramento.....	165

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento de energia proveniente de fonte solar, caracteriza-se como uma forma eficiente e sustentável de geração de energia elétrica. Economicamente viável, o custo de energia produzida por esse modelo de geração distribuída, têm se mostrado menor comparado a concessionárias distribuidoras.

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destaca-se o efeito fotovoltaico. Neste, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares, devido à tecnologia fotovoltaica, que utiliza pequenas células de materiais semicondutores associados entre si para, quando expostos à irradiação solar, produzirem eletricidade. (INPE, 2017).

De acordo com os dados da Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2021), no ano de 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil somou 474.231 GWh, uma queda de 1,6% em relação ao ano anterior, 2019. A queda no consumo de energia foi impulsionada por setores de comércio e serviços. Esse segmento registrou uma queda de 10,5% em relação a um ano antes, revelando ter sido um dos setores mais atingidos pela pandemia da Covid-19. Em contrapartida, o consumo de energia residencial cresceu 4,1% em relação a um ano antes, em razão das pessoas estarem mais em casa e praticarem atividades profissionais *home office*¹, sendo o único setor a registrar crescimento do consumo de energia elétrica no ano de 2020.

Vários são os fatores que levam a sociedade a buscar formas alternativas de geração de energia, particularmente a microgeração distribuída. A busca pela eficiência energética envolve a identificação dos contínuos avanços tecnológicos e atualização dos potenciais energéticos disponíveis. O reconhecimento dos itens necessários das fontes energéticas aproveitáveis, através de sistemas distribuídos é indispensável para determinação da ordem de grandeza da energia a ser aproveitada por tais sistemas.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2020), até junho de 2020, a energia solar se destacou na geração distribuída, representando

¹ - Home Office: Termo designado para caracterizar o exercício da atividade profissional fora do ambiente de trabalho do empregador.

cerca de 97,75% do total de potência instalada e cerca de 98,86% unidades consumidoras com geração distribuída deste tipo.

Com um amplo espaço territorial e com altos índices de irradiação solar, segundo dados coletados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), o Brasil apresenta características favoráveis para a geração de energia solar fotovoltaica, com a média de irradiação solar estando acima do 4º país que mais gera energia através de recurso solar, Alemanha. A tabela 01, apresenta dados de irradiação solar no Brasil por região.

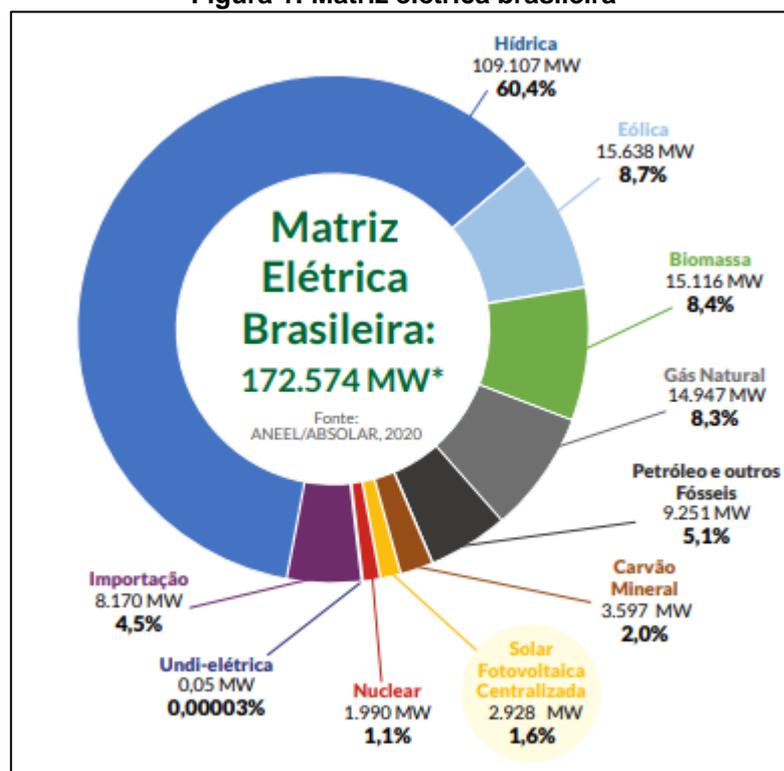
Tabela 1: Métricas de validação das médias mensais dos totais diários de irradiação global

Região	Irradiação Global Horizontal Média Observada (Wh/m²)
Norte	4640
Nordeste	5490
Centro-Oeste	5070
Sudeste	5060
Sul	4530
Médio	4958

Fonte: Adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)

De forma histórica, a geração de energia elétrica no país concentra-se na força hidráulica, onde 60,4% da capacidade instalada de geração é de fonte hídrica, de acordo Absolar (2020). Neste cenário, a fonte solar representa apenas 1,6% do total, conforme figura 01.

Figura 1: Matriz elétrica brasileira



Fonte: Absolar (2020)

A construção de novos empreendimentos hidrelétricos enfrenta críticas da sociedade, devido aos impactos ambientais frutos do alagamento de áreas com vegetação nativa e florestadas. Além disso, o investimento ainda maior em grandes centrais hidrelétricas, tornaria o Brasil muito dependente do ciclo hidrológico, impactando na segurança energética da matriz.

É neste cenário que a energia solar fotovoltaica traz benefícios ao setor elétrico e para a sociedade, surgindo como uma fonte renovável com menores impactos ambientais, modularidade e uma alternativa complementar aos períodos de seca nos reservatórios hídricos, como tem acontecido frequentemente.

Ademais, com o aumento no preço da energia elétrica e a descentralização de grandes centrais geradoras, a popularização da energia solar fotovoltaica foi alavancada, principalmente a partir da publicação da Resolução Normativa Nº 482/2012 e, posteriormente, a REN Nº 687/2015, onde a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e do sistema de compensação de energia elétrica, entre outras providências. Com a regulamentação da ANEEL, consumidores da rede de distribuição elétrica, puderam

e ainda podem adquirir kits geradores fotovoltaicos, que consistem em captar a energia fotovoltaica através de módulos fotovoltaicos e convertendo em energia alternada, para autoconsumo instantâneo e/ou autoconsumo remoto, por uma ou mais UC's, caso gerem excedentes que possam ser consumidos futuramente, conforme critérios da resolução normativa da ANEEL, REN N° 482/2012.

Sob um aspecto de engenharia, com a regulamentação da geração distribuída e o avanço tecnológico, pesquisas foram desencadeadas possibilitando a obtenção de dados que puderam ser estudados e analisados. Com base nesses estudos, o dimensionamento tornou-se mais eficaz e possibilitou a previsão de geração de energia por meio de softwares simuladores. Variáveis como a localização, orientação, inclinação dos módulos fotovoltaicos, eficiência de componentes elétricos e eletrônicos, entre outros, são balizadores que norteiam o dimensionamento fotovoltaico. Portanto, nota-se que alguns simuladores não consideram as perdas de incidência da radiação nos módulos com a alteração da inclinação e desvio azimutal dos módulos, fato esse que é bastante relevante para o dimensionamento. Pesquisas que analisam essas perdas, foram e estão sendo desenvolvidas com o intuito de aprimorar o dimensionamento de sistemas e trazer mais segurança para quem dimensiona.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo principal desse trabalho é desenvolver um aplicativo para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição elétrica brasileira, considerando aspectos como as perdas por inclinação e desvio azimutal geográfico dos painéis fotovoltaicos.

1.1.2 Objetivos específicos

Através desse aplicativo de dimensionamento, almeja-se:

- Simular a geração média em kWh/mês de uma unidade consumidora na modalidade de microgeração.
- Dimensionar um sistema fotovoltaico por meio de parâmetros como a localização, consumo médio, inclinação e desvio azimutal dos módulos

fotovoltaicos, alocados no telhado da unidade consumidora.

- Fornecer o valor da potência nominal de um sistema fotovoltaico que atenda ao consumo da unidade consumidora, assim como, a quantidade de módulos.
- Disponibilizar parâmetros como produtividade do sistema fotovoltaico, tais como previsão de geração mensal em kWh/mês.
- Comparar os resultados obtidos por meio do simulador PVsolar com os resultados obtidos através do dimensionamento em softwares de simulação já existentes, com a finalidade de verificar a os percentuais de proximidade e distanciamento entre os resultados dos simuladores.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Energia solar fotovoltaica

Segundo CRESESB (2014), a energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da radiação solar em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental deste processo de conversão.

Na busca do aproveitamento direto da energia solar, diversas tecnologias vêm sendo estudadas, com especial destaque para a conversão fotovoltaica. O uso direto da energia solar tem três atrativos principais: primeiro, sua capacidade de renovação, quase infinita, considerando a escala de tempo humana. Segundo, não gera impactos ambientais na sua operação, é silenciosa e não polui. O terceiro é a viabilidade de aplicação junto às fontes consumidoras, o que elimina a necessidade de transporte através de grandes distâncias, diminuindo as perdas por transmissão e distribuição, uma das principais falhas do sistema convencional. (ZOMER, 2010).

Vale a pena fazer um contraponto com relação ao marco legal da geração distribuída, tendo sido sancionado no início de 2022, através da Lei 14.300/2022, onde regulamenta os aspectos que envolvem a geração de energia através de fonte solar e traz mais segurança jurídica ao setor. Além de regulamentar muitos benefícios ao setor de energia solar, essa lei, intitui uma cobrança que antes não existia para quem instala painéis fotovoltaicos em casa, o que foi apelidado de "taxação do sol" e deve reduzir a economia na conta de luz de quem adota o sistema, mas ainda sim, a

energia solar fotovoltaica é vista como uma forma atrativa e econômica de geração de energia. O marco legal também estabelece que quem já tinha instalado o sistema em casa antes da sua publicação ou quem o instalar dentro de um prazo de 12 meses a partir da publicação da Lei continua isento da cobrança até 2045. Após esse período de um ano após a publicação da Lei, a cobrança pelo uso da rede de distribuição também não será “cheia”. Há um período de transição de sete anos com a cobrança escalonada dos custos de transmissão para esses projetos, o que não deve inviabilizar a adoção de energia solar em casa, como muitos temiam. A cobrança cheia só deverá passar a ser feita a partir de 2029.

2.2 Tecnologias dos módulos fotovoltaicos

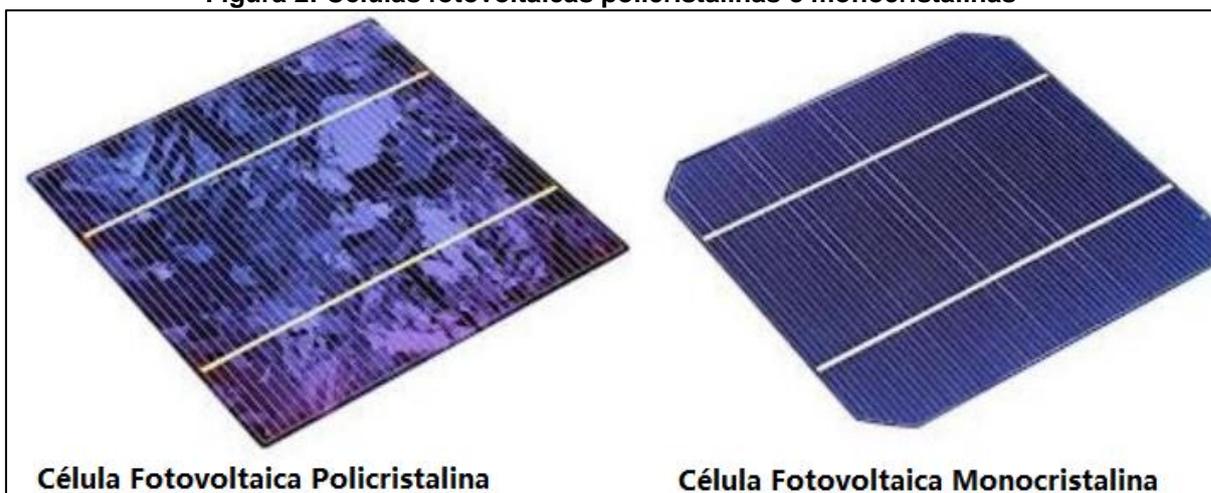
Módulos fotovoltaicos são formados por um conjunto de células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão direta da radiação solar em eletricidade. De acordo com Portal Solar (2020), a célula solar fotovoltaica é fabricada em materiais semicondutores, para que, quando os fótons as atingirem, alguns dos elétrons que circundam os átomos se desprendam e migrem para uma região que está com ausência de elétrons, criando uma corrente elétrica, chamada de energia solar fotovoltaica. As células fotovoltaicas reagem com a incidência dos raios do sol e liberam elétrons que são transferidos para um circuito dentro de um painel solar, gerando energia elétrica.

As células fotovoltaicas são produzidas de materiais semicondutores, portanto, os tipos de células solares mais utilizados no mundo são de silício, silício monocristalino (mono-Si), silício policristalino (multi-Si) e silício amorfo (a-Si). Dentre esses, destacam-se as tecnologias com semicondutores monocristalinos e policristalinos, sendo responsáveis por 80% da produção mundial de módulos fotovoltaicos. (ALDO SOLAR, 2021).

Os módulos policristalinos são feitos a partir de vários pequenos cristais de silício. Estes vários cristais são fundidos e dão origem a grandes blocos, e a partir destes blocos são produzidas as células fotovoltaicas. Já os módulos monocristalinos são formados por um bloco único cristalino, mais puro. Pelo fato dos módulos policristalinos serem formados por vários pequenos cristais, as fronteiras presentes entre estes cristais dificultam a passagem de corrente elétrica. Por isso, módulos monocristalinos são mais eficientes quando analisamos potência por área, pois possuem maior espaço para os elétrons se mexerem e então gerarem energia. De aparência física, os módulos monocristalinos se diferem por terem uma cor homogênea e cantos tipicamente arredondados. Para muitos, são considerados esteticamente mais agradáveis. Já os policristalinos são geralmente azulados e não tão homogêneos. (ECO, 2020)

Os módulos fotovoltaicos com tecnologia policristalina são de menor custo financeiro, porém, os módulos monocristalinos são mais eficientes e vem assumindo um papel de destaque em instalações fotovoltaicas mundialmente. Isso, impulsionado pela redução dos custos de fabricação e na busca por equipamentos mais duradouros e eficientes. A figura 02, apresenta células fotovoltaicas com tecnologia policristalinas e células fotovoltaicas monocristalinas.

Figura 2: Células fotovoltaicas policristalinas e monocristalinas



Fonte: Adaptado do Canal solar (2019)

2.3 Radiação solar

O principal elemento na geração de energia solar é o Sol, pois a partir dele ocorre a emissão de radiação solar, penetrando nas células que constituem os módulos fotovoltaicos.

De acordo com CRESEB (2008), uma das possíveis formas de conversão da energia solar é conseguida através do efeito fotovoltaico que ocorre em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas. Estas células são componentes

optoeletrônicos que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado.

O combustível energético dos sistemas fotovoltaicos é o Sol, que é a principal fonte de energia para o nosso planeta. O Sol é basicamente uma enorme esfera de gás incandescente e que gera energia a partir de reações termonucleares. As características mais singulares da radiação solar são a sua grande dispersão e conseqüente baixa densidade e a sua variabilidade no tempo. Estas são características de fundamental importância para o máximo aproveitamento da energia proveniente do Sol. A radiação solar que incide na atmosfera terrestre tem variação da ordem de 3% e pode ser considerada constante. A constante solar é definida como a quantidade de energia proveniente do Sol que incide sobre uma superfície, localizada fora da atmosfera, perpendicular aos raios solares, por unidade de tempo e área. A radiação solar que incide sobre uma superfície terrestre é menor que a radiação solar extraterrestre devido à absorção e dispersão da radiação pelos componentes atmosféricos. (Rampinelli, 2010, p.06).

A energia do sol é transmitida para o nosso planeta através de radiações eletromagnéticas. Essas radiações são constituídas de ondas eletromagnéticas que têm diferentes frequências e comprimentos de onda. A capacidade de transmissão de energia de uma onda está associada com a frequência da mesma. Quanto maior a frequência, maior a energia transmitida. (VILLALVA & GAZOLI, 2012).

A equação 01, conhecida como relação de Planck, demonstra a relação entre a energia e frequência da onda.

$$E = h \times f \quad [01]$$

Onde:

E = energia da onda (J ou eV)

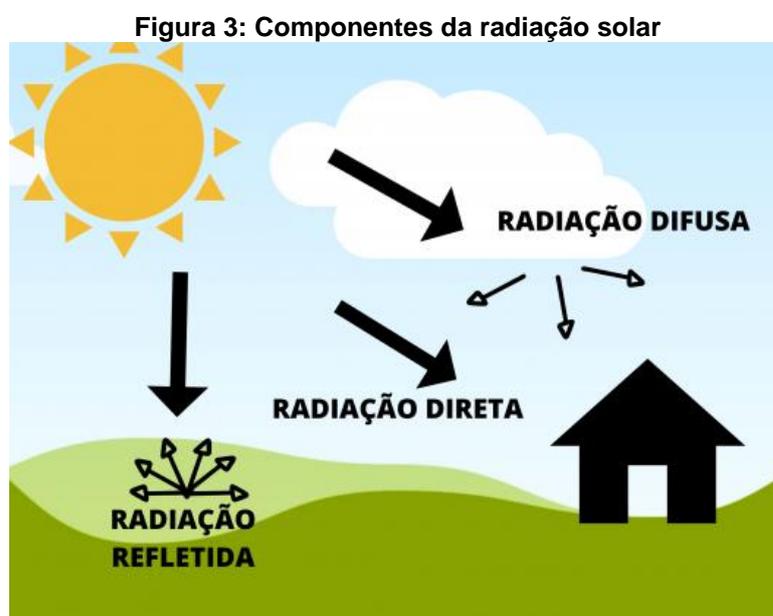
h = constante de Planck (J.s)

f = frequência (Hz)

O espectro de radiação solar, que é o conjunto de todas as frequências de ondas vindas do sol, transporta essa energia que pode ser captada na forma de calor ou energia elétrica.

Para a análise da radiação na superfície terrestre é importante o conhecimento da intensidade da radiação e de sua composição. A radiação solar incidente no limite superior da atmosfera terrestre sofre uma série de reflexões, dispersões e absorções (provocados pelas moléculas de ar, vapor, poeira e nuvens) durante o seu percurso até o solo. Por isso, a radiação solar que atinge a superfície terrestre e incide sobre o solo é a soma das componentes direta e difusa. (NETO, 2017, p.20).

De acordo com CRESESB (2014), de toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Esta fração que atinge o solo é constituída por um componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa. Notadamente, se a superfície receptora estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de "albedo" ou radiação refletida, conforme figura 03.



Fonte: Energês (2020)

Neto (2017) relata que, a radiação direta corresponde a radiação proveniente diretamente da superfície solar, ou seja, é aquela que não sofreu alteração de direção. A radiação difusa é aquela recebida por um corpo após a direção dos raios sofrerem mudança de direção na atmosfera e da reflexão da luz na poeira, nas nuvens e em outros objetos.

2.3.1 Irradiância

A irradiância é uma grandeza utilizada para quantificar a radiação solar, é expressa em Watt por metro quadrado (W/m^2). Considerando apenas a superfície terrestre, ou seja, com potencial para a instalação de geradores de energia por meio do sol, esta energia passa a ser de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-

se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica, etc.). (RÜTHER, 2004).

No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção e dispersão. O nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas. Ao somar a quantidade total da radiação que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . Este parâmetro sim, varia de um modo significativo de acordo com as regiões (DGS, 2008).

2.3.2 Irradiação

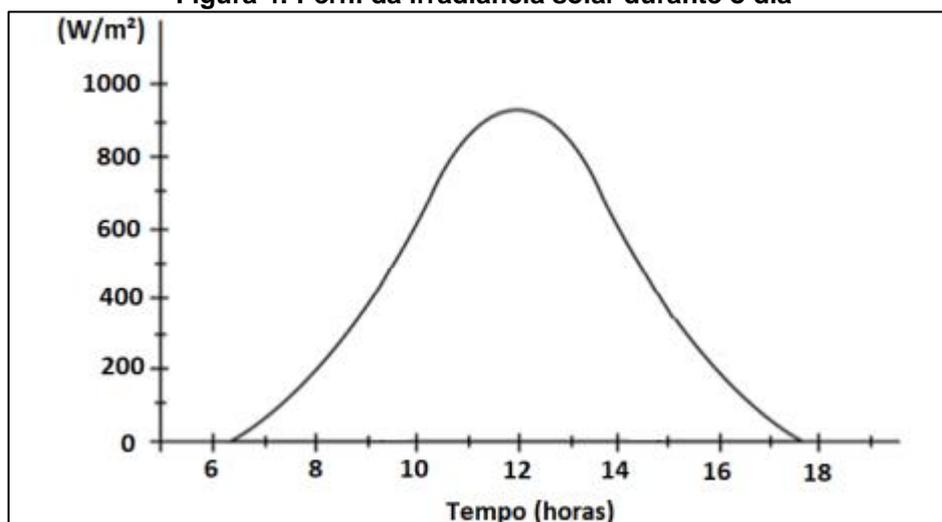
Irradiação é uma grandeza utilizada para expressar a quantidade de energia solar incidente em um plano de 1m^2 ao longo de determinado tempo. A unidade é o watt-hora por metro quadrado (Wh/m^2). Tal unidade representa uma densidade de energia por área. (VILLALVA & GAZOLI, 2012).

A irradiação solar é um dos principais dados necessários para o estudo de geração energética através de sistemas fotovoltaicos, tanto para seu dimensionamento, quanto para sua previsão de geração (CROS et al.;2004).

Normalmente, as tabelas e gráficos de irradiação são expressos na unidade de watt-hora por metro quadrado por dia ($\text{Wh/m}^2/\text{dia}$).

A figura 04 apresenta a curva de irradiância ao longo de um dia, e a área abaixo da curva indica o valor da energia recebida do Sol durante um dia para determinado local. Esse valor pode também pode ser definido em HSP (Horas de Sol Pleno ou Horas de Sol Pico). O HSP reflete o número de horas, por dia, em que a irradiância permanece igual a 1000 W/m^2 . Por exemplo, para a região de Joinville a média anual de energia acumulada por dia, no plano horizontal, segundo dados da CRESESB é de $3,79 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e esse valor, expresso em HSP é igual a $3,79 \text{ h/dia}$, ou seja, durante um dia temos $3,79$ horas em que a irradiância é igual a 1000 W/m^2 .

Figura 4: Perfil da irradiância solar durante o dia



Fonte: Neto (2017)

2.4 Perdas de irradiação por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos

O posicionamento dos módulos fotovoltaicos em relação ao azimute e à inclinação vertical são elementos fundamentais para permitir a captação da maior irradiação solar possível. Cada parte do globo terrestre recebe um valor de irradiação diferente; então, o desafio das instalações fotovoltaicas é conseguir a melhor insolação possível para o local específico da instalação. Os maiores níveis de irradiação são absorvidos por uma superfície que esteja em um azimute orientado ao Norte (para o hemisfério sul) ou sul (no caso do hemisfério Norte), e que esteja inclinado em ângulo igual à latitude local. (BROGREN e GREEN, 2003).

Por fatores de viabilidade econômica, a instalação de módulos fotovoltaicos em residências, se dá com a disposição dos módulos no telhado da residência, uma vez que, economiza-se com estruturas de fixação, que contribuem significativamente ao encarecimento de sistemas geradores de energia solar, também favorecem a otimização do espaço, pois as instalações de painéis fotovoltaicos no telhado, eliminam a necessidade da utilização de um espaço no solo. Devido a isso, nem sempre o telhado da residência está posicionado ao norte geográfico e com inclinação igual a latitude da localidade, fato esse que, no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, leva-se em consideração o melhor posicionamento do telhado, onde telhados que possuem o desvio azimutal igual ao norte geográfico e com inclinação o mais próximo da latitude local, são mais favorecidos no que se refere a máxima absorção de radiação solar em um plano de 1m². Portanto, o dimensionamento correto em situações em que o telhado não está na posição otimizada, é de extrema necessidade.

Em relação à latitude, Burger e Rütther (2006) demonstram que baixas latitudes são menos sensíveis a desvios de azimutes, ou seja, em locais de baixa latitude é possível projetar integrações com desvio azimutal do com variações do Norte geográfico sem grandes perdas de geração. Em relação à inclinação dos módulos, Burger e Rütther (2006) relatam que em altas latitudes, as instalações verticais (ângulo de 90° em relação ao solo), também não apresentam tantas perdas, sendo mais favorecidas do que nos locais de baixas latitudes. Assim, as fachadas fotovoltaicas apresentam melhor desempenho relativo nos locais de alta latitude do que nas regiões tropicais do globo.

De acordo com dados coletados da tese de doutorado de Santos (2013), para desvios azimutais entre 0° a $\pm 90^\circ$, onde 0° é o norte geográfico, $+90^\circ$ é o leste geográfico e -90° é o oeste geográfico; com inclinações até 30° , as perdas de irradiação no Brasil podem chegar a 15%, levando em consideração a irradiação máxima local que incidem em um plano de 1m^2 .

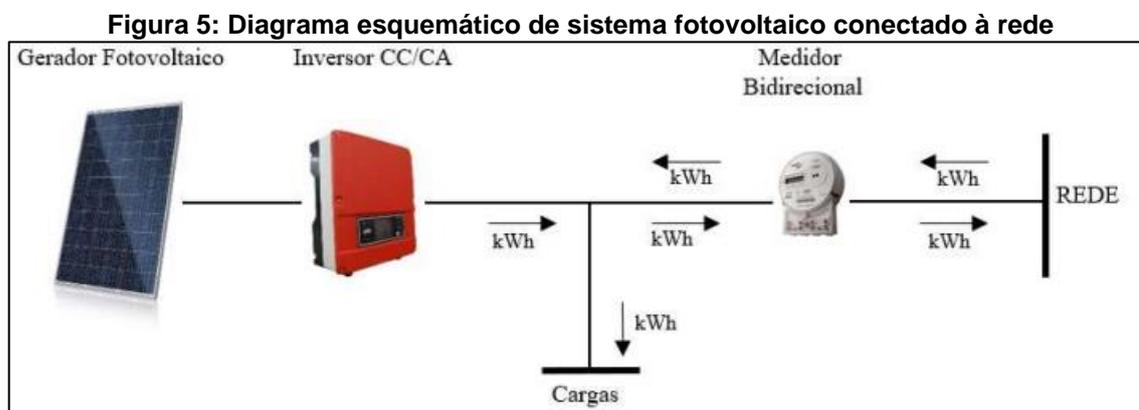
2.5 Sistemas fotovoltaicos

De acordo com Costa (2010), os sistemas fotovoltaicos utilizam o sol como fonte primária de energia. Diferente das grandes usinas geradoras, onde se geram grandes quantidades de energia em uma região normalmente longe dos grandes centros consumidores, esses sistemas geralmente estão próximos de suas unidades de consumo, tratando-se assim de geração descentralizada. Um sistema solar fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador é constituído pelos módulos fotovoltaicos, estruturas de suporte e cabos; o bloco de condicionamento de potência contém os inversores fotovoltaicos e controladores de carga, e por fim o bloco de armazenamento, onde ficam localizadas as baterias. No entanto, esse último, muitas vezes não se faz necessário, haja vista que a maioria dos sistemas fotovoltaicos são conectados à rede de distribuição, assim, a energia produzida que não é consumida é injetada na rede.

“Sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser instalados nos telhados de residências, dos prédios nas regiões centrais das grandes cidades e indústrias próximas a pontos de alto consumo elétrico.” (PRUDENCIO, 2020).

Souza (2016) define os sistemas fotovoltaicos conectados a rede como um

sistema destinado ao fornecimento de energia elétrica a um ou mais consumidores. Essa configuração é caracterizada pelo fluxo bidirecional de energia elétrica que consiste no sistema de compensação de energia, conhecido internacionalmente como *net metering*², como pode ser visto na figura 05.



Para Paiva et al. (2016) a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresenta grandes vantagens, dentre elas a possibilidade de redução da geração por meio de fontes primárias como hidrelétricas e térmicas, a redução da demanda de pico dos grandes centros de consumo, a diminuição da necessidade de construir novas usinas e linhas de transmissão, maior segurança do fornecimento de energia, aumento do nível de tensão e redução de perdas nos sistemas de distribuição e transmissão.

2.5.1 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

De acordo com Villalva (2015), um sistema fotovoltaico conectado à rede, funciona paralelamente a rede de distribuição elétrica. De forma diferente de sistemas autônomos, que operam independentemente da conexão à rede de distribuição, sistemas conectados são empregados em locais que já são atendidos por energia elétrica, possibilitando ao consumidor a possibilidade de geração de energia fotovoltaica para todo o consumo, para uma parte do consumo ou até mesmo gerando excedente de energia que podem ser utilizados em outra UC, desde que estejam sob uma mesma titularidade.

² – Net Metering: Termo designado para caracterizar sistemas de microgeração onde o usuário paga pela diferença entre a energia gerada e a consumida.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser divididos em três classes, de acordo com seu tamanho, segundo as definições colocadas pela ANEEL. (ANEEL, 2015)

São elas:

- Microgeração (Potência instalada de até 75 kW);
- Minigeração (Potência instalada de até 5 MW);
- Usinas de eletricidade (Potência instalada acima de 5 MW).

De acordo com Tavares (2012), sistemas conectados à rede concentram mais de 95% do mercado fotovoltaico, uma vez que existe muito incentivo de países como desenvolvidos como Alemanha, Itália, Portugal, Japão, entre outros. A utilização de sistemas fotovoltaicos nestes países, possibilitam expressivamente a criação de empregos, especialmente na Alemanha, onde a rede produtiva de energia solar fotovoltaica gera quatro vezes mais empregos que a cadeia do carvão mineral.

Para Villalva (2015), os sistemas de microgeração fotovoltaica, podem ser conectados em redes monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Sistemas desse tipo são de fácil instalação e manuseio utilizando de poucos componentes na sua montagem, adotando técnicas de fixação de módulos sobre telhados semelhantes às utilizadas na instalação de coletores térmicos.

Por estarem conectados à rede pública de distribuição, estes sistemas dispensam bancos de baterias (acumuladores de energia), sendo comumente empregados em sistemas fotovoltaicos autônomos. Por não haver a necessidade de bancos de baterias, o custo de aquisição do gerador fotovoltaico é reduzido consideravelmente (da ordem de 30% do custo total do sistema para sistemas com acumulação e dispensando manutenção e reposição requeridas por um banco de baterias. (RÜTHER, 2004).

Contudo, a aquisição em grande escala deste tipo de sistema de energia em residências, pode contribuir grandemente com a geração de eletricidade em nível nacional e reduzir as emissões de carbono e outros danos ambientais causados pelo uso de combustíveis fósseis e outras fontes tradicionais de energia. (VILLALVA, 2015).

2.6 Geração distribuída

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. (ANEEL, 2016).

Em 2020, a geração distribuída atingiu a marca de 4,39 GW de potência instalada, tendo destaque a fonte solar, que alcançou a primeira posição entre todas as formas de geração distribuída no Brasil, correspondendo a 97,02% do total de potência instalada em geração distribuída, conforme tabela 02.

Tabela 2: Números da geração distribuída no Brasil por fonte de energia

Tipo	Fonte	Quantidade de usinas	Quantidade de unidades consumidoras que recebem créditos	Potência (kW)	Participação potência (%)
Total		354.777	451.070	4.393.699	100,00
CGH	Potencial hidráulico	33	5.533	22.758	0,52
EOL	Cinética do vento	65	128	14.913	0,34
UFV	Radiação solar	354.397	440.649	4.262.965	97,02
UTE	Total UTE	282	4.760	93.063	2,12
	Bagaço de Cana-de-Açúcar	9	10	4.563	
	Biogás – Floresta	11	19	1.683	
	Biogás – RA	164	678	31.485	
	Biogás - RU	53	3.430	21.610	
	Biogás - AGR	21	37	6.062	
	Casca de Arroz	5	7	4.900	
	Gás de Alto Forno - Biomassa	4	11	6.360	
	Gás Natural	9	550	5.632	
	Resíduos Florestais	5	17	10.110	
	Resíduos Sólidos Urbanos	1	1	658	

Fonte: ANEEL (2020)

Para Villalva (2015) por estarem conectadas às redes de distribuição, as unidades de geração distribuída cooperam significativamente para a geração de energia elétrica no Brasil. Deste modo, a transmissão e os sistemas de distribuição elétrico não ficam sobrecarregados. Os sistemas de geração distribuída, provenientes de recurso solar ou eólico estão ligados diretamente ao conceito de energia limpa e a sustentabilidade, uma vez que, concebem energia elétrica mais limpa, que não emitem gases e resíduos.

A interligação de unidades de geração distribuída na rede de distribuição, produz grandes vantagens para o setor elétrico, pois aliviam a necessidade de investimentos para a expansão da rede, diminuindo suas perdas associadas, diversificando a matriz elétrica e contribuindo para a diminuição dos altos fluxos de energia em períodos de pico. Ainda, grande parte das conexões de geração distribuída são de fontes geradoras renováveis, com baixo impacto ambiental.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, as ações beneficiam o consumidor final de energia, onde ganhos com eficiência energética e geração distribuída são evidenciados, possuem papel relevante e permitem reduzir a necessidade de expansão da geração centralizada no Sistema Interligado Nacional (SIN). (EPE, 2014).

A geração fotovoltaica se destaca dentre as tecnologias utilizadas na geração distribuída no Brasil, participando com 97,0% do total (posição: 16/12/2020). A principal razão para a expressiva liderança refere-se à disponibilidade de radiação solar em todo o território nacional, além da tecnologia estar muito acessível, em razão do barateamento dos equipamentos e da disponibilidade de fontes de financiamento adequadas. (BANCO DO NORDESTE, 2021, p.02).

2.7 Sistema de compensação de energia elétrica

Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. (ANEEL, 2015, p. 01).

A resolução normativa Nº 687/2015, da ANEEL, trata de assuntos relacionadas a compensação de energia elétrica ativa injetada na rede por meio de geração distribuída. Ainda de acordo com a REN Nº 687/2015, as seguintes unidades consumidoras podem aderir ao sistema de compensação de energia:

I. Com microgeração ou minigeração distribuída:

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

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

II. Caracterizada como geração compartilhada:

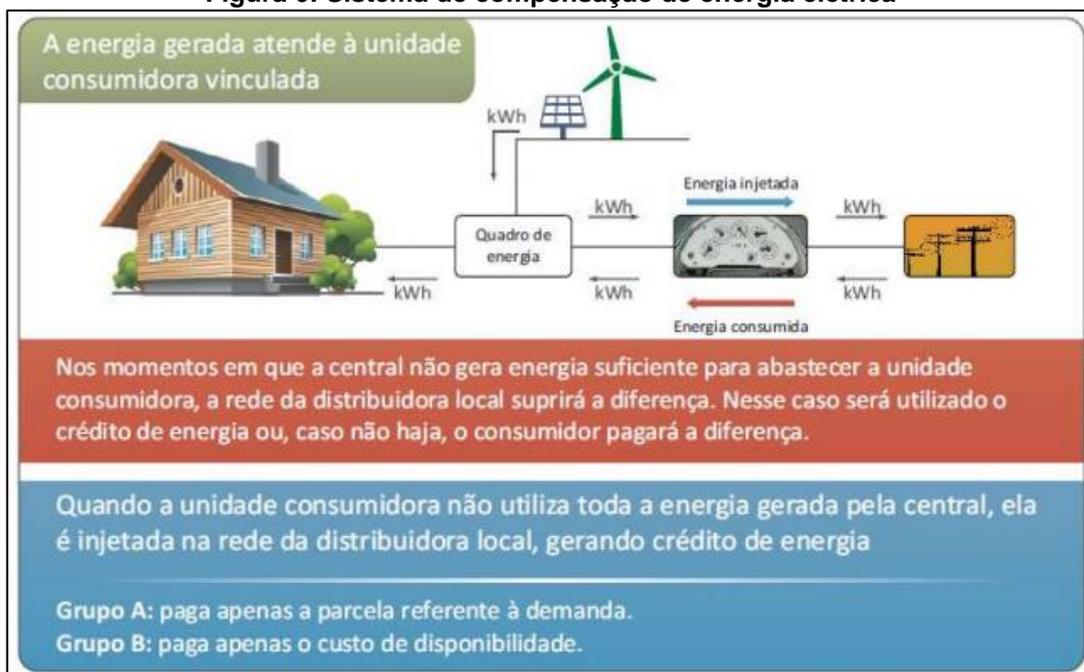
Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. (ANEEL, 2015).

III. Caracterizada como autoconsumo remoto:

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. (ANEEL, 2015).

A energia injetada na rede de distribuição é caracterizada como “crédito de energia”. Em situações onde a geração ultrapassar o consumo, ocorrerá geração de créditos de energia. Caso o consumo de energia elétrica seja maior que a geração, a rede de distribuição fornecerá a energia complementar à energia consumida instantaneamente do sistema de geração distribuída. A figura 06 traz um esquemático da geração de excedente e compensação de energia.

Figura 6: Sistema de compensação de energia elétrica



Fonte: ANEEL (2016)

Ainda de acordo com a Figura 06, pode-se notar que a possibilidade da utilização de créditos de energia injetada na rede elétrica de distribuição, crédito esse

alocado nos sistemas de compensação de cada concessionária distribuidora. A possibilidade de gerar créditos de energia são de fundamental importância para a unidade prosumidora³, uma vez que, a unidade geradora gere excedente de energia para a rede. O conceito de geração de créditos junto a concessionária distribuidora, remete a ideia de “armazenamento” do excedente de energia, fato esse que não ocorre na prática, pois esse “armazenamento” não ocorre de fato, uma vez que, a energia injetada na rede elétrica de distribuição poderá ser consumida por outras unidades no entorno do sistema fotovoltaico, bastando apenas a contabilização da energia injetada na rede. O monitoramento da energia injetada e energia consumida é realizado por um medidor de energia elétrica chamado medidor bidirecional. Desta maneira, todo mês é realizado o faturamento de energia da unidade prosumidora, e caso ocorra a injeção de energia na rede de distribuição, esta tem validade de 60 meses (05 anos) para ser consumida. No entanto, ressalta-se que, mesmo que o sistema de geração distribuída, fornecendo toda a energia necessária para a unidade prosumidora, esta será faturada de acordo com o custo de disponibilidade (tabela 03) de sua instalação (em caso de consumidor do grupo B), ou pela demanda contratada (em caso de consumidor do grupo A).

Tabela 3: Custo de disponibilidade conforme padrão de entrada

Tipo de Ligação	Custo de disponibilidade [kWh]
Monofásica ou Bifásica a 2 condutores	30
Bifásica a 3 condutores	50
Trifásica	100

Fonte: ANEEL (2010)

3 METODOLOGIA

O que se entende por metodologia e, segundo qual foi aplicado neste trabalho, é uma palavra derivada de “método”, do latim “methodus” cujo significado é “caminho ou a via para a realização de algo”. Método é o processo para se atingir um determinado fim ou para se chegar ao conhecimento. A metodologia trata do melhor método a ser usado para chegar ao resultado esperado. (RANGEL, 2005).

A metodologia da pesquisa consiste nos procedimentos adotados para investigação do problema apresentado. Existem procedimentos comuns a serem

³ Unidade prosumidora: Termo designado para caracterizar unidades que são geradoras de energia e consumidoras de energia ao mesmo tempo...

tomados em pesquisas científicas como: formulação de problemas, levantamento de hipóteses, revisões bibliográficas, realização de medições, registro de dados, criação de cenários, etc. Para o trabalho aqui proposto, faz-se necessário definir o tipo de pesquisa, como apresentado a seguir.

3.1 Tipo de pesquisa

Para o projeto em análise, buscou-se uma abordagem metodológica do tipo qualitativa. Analisando dados e ferramentas, tais como, distintos bancos de dados, modelamento matemático teórico do simulador, implementação em interfaces gráficas, onde há interação entre a lógica programada e o usuário.

A apresentação dos resultados obtidos é dada com apresentação de tabelas comparativas, com indicadores apontando a proximidade entre dados, bem como, gráficos possuindo curvas bem definidas, sendo possível realizar uma avaliação entre esses dados. Na análise dos resultados, tem-se como objetivo principal, validar o simulador proposto em objetivos, quantificando por meio de valores percentuais a proximidade entre essas informações. Portanto, para o tipo de pesquisa, os resultados deste trabalho estão caracterizados como uma metodologia quantitativa.

3.2 Métodos utilizados

Para a elaboração deste trabalho, buscou-se no meio acadêmico, soluções que tivessem relação direta com a ideia principal deste projeto, que seria o desenvolvimento de um aplicativo capaz de dimensionar um sistema fotovoltaico *ON-Grid* a nível nacional, levando em consideração aspectos como perdas por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos. Contudo, após a pesquisa por soluções relacionadas, não foi obtido êxito, demonstrando ser uma lacuna nos estudos e pesquisas de soluções voltadas a energia solar fotovoltaica.

O desenvolvimento do aplicativo proposto, divide-se nas seguintes etapas:

- Modelamento matemático do simulador;
- Levantamento da base de dados com irradiação dos municípios brasileiros;
- Definição das perdas de irradiação por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos;
- Implementação no Matlab.

3.2.1 Modelamento matemático

O primeiro passo no desenvolvimento do simulador é o levantamento de todas as variáveis e parâmetros necessários para o modelamento matemático. Esta etapa é de grande importância, pois a partir do modelo matemático é que se obtém os resultados de dimensionamento do sistema fotovoltaico. É com base no modelo matemático que o aplicativo dimensionará o sistema de geração de energia fotovoltaica. Será abordado nessa etapa os meandros direcionadores que servem de parâmetros para o correto dimensionamento.

3.2.1.1 Produtividade referencial

A equação 02 é dependente de H (irradiação no plano do gerador), onde i refere-se ao intervalo de tempo mensal, e de $G_{nominal}$ (irradiação nominal), definida em 1000 (W/m²).

$$Y_{Ri} = \frac{H_i}{G_{nominal}} [kWh/kW] \quad [02]$$

3.2.1.2 Produtividade do sistema

A equação 03 faz uma relação entre a energia gerada e a potência instalada do sistema fotovoltaico.

$$Y_F = \frac{\sum_1^i E_{gerada\ i}}{P_{Real}}, i = [1,2,3 \dots,12] [kWh/kW] \quad [03]$$

3.2.1.3 Razão de performance

Estabelece a razão entre a produtividade do sistema e a produtividade de referência. De acordo com Machado e Correa (2015), o fator de performance médio de sistemas fotovoltaicos instalados no sul do Brasil pode ser considerado a 0,8. Devido a isso foi definido este valor como padrão de entrada, visto que a razão de performance é uma variável presente no aplicativo simulador. A estimativa da razão de performance se faz necessária, tendo em vista que não há valores de produtividade do sistema nem da potência instalada.

De acordo Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), a razão de performance média anual de 80% pode ser adotada para simplificar a análise, representando o

desempenho de um gerador solar fotovoltaico bem projetado e instalado com equipamentos de boa qualidade e etiquetados pelo INMETRO.

É válido afirmar que este valor representa o desempenho, descontando as perdas presentes no sistema fotovoltaico, como as perdas nas conexões, inversores e perdas devido à elevação da temperatura nos módulos, entre outras perdas. (TIEPOLO, 2015).

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R}, i = [1,2,3 \dots,12] [kWh/kW] \quad [04]$$

3.2.1.4 Potência nominal do sistema fotovoltaico.

No dimensionamento do sistema fotovoltaico, têm-se como variável de entrada a energia média consumida pela UC, onde o gerador fotovoltaico será dimensionado, tendo em vista suprir totalmente ou parcialmente a demanda do consumo médio de energia. Levando em consideração esse dado, a energia elétrica a ser gerada pelo sistema é definida inicialmente como a diferença entre a energia consumida pela(s) unidade(s) consumidora(s) e pelo(s) seu(s) respectivo(s) custo(s) de disponibilidade, podendo ser 30 kWh/mês, 50 kWh/mês e 100 kWh/mês, para sistemas monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente. O período considerado é mensal, em virtude de que tanto os dados de irradiação e consumo das UC's são apresentados desta forma.

$$E_{nominal\ gerada\ i} = \sum_1^n (E_{consumida\ n,i} - CD_n), i = [1, \dots, 12] \text{ e } n > 0 [kWh/ano] \quad [05]$$

Após a definição da demanda de energia a ser gerada pela equação 05, a definição da potência nominal do sistema fotovoltaico é dada pela equação 06.

$$P_{nominal} = \frac{\sum_1^i E_{nominal\ gerada\ i}}{Y_{R\ anual} \times P_R}, i = [1,2,3 \dots,12] [kW] \quad [06]$$

Com a potência nominal definida é possível determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos que irão compor o sistema. O cálculo é dado pela razão da potência nominal do sistema pela potência em Watt-pico (Wp) de cada módulo fotovoltaico.

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{nominal}}{P_{módulo}} \quad [07]$$

Há de se fazer uma consideração, a respeito da potência do sistema fotovoltaico, visto que a potência nominal diz respeito a potência necessária para gerar a energia consumida descontando o custo de disponibilidade. Logo, a potência real do gerador fotovoltaico é dada pela equação 08, onde após a definição dos módulos do sistema, que obrigatoriamente o resultado da equação 07 deverá ser um número inteiro positivo maior que zero. A definição da potência real do sistema, leva em consideração o produto da quantidade de módulos pela potência de cada módulo, conforme equação 08.

$$P_{Real} = N^{\circ} \text{ de módulos} \times P_{\text{módulo}} \quad [08]$$

Entretanto, determinado a potência real do sistema fotovoltaico, é possível definir a energia gerada pelo conjunto de módulos do sistema fotovoltaico. Utilizando a equação 09, pode-se calcular a energia efetiva gerada pelo sistema fotovoltaico, levando em consideração o produto entre a produtividade de referência mensal do local de instalação, a potência real do sistema gerador e o fator de performance do sistema.

$$Energia_{Gerada} = P_{Real} \times Y_R \quad [09]$$

3.2.1.5 Área necessária

Para estimar a área necessária que o sistema gerador fotovoltaico irá ocupar no telhado da residência onde for alocado os módulos, utilizou-se as dimensões de largura e comprimento contidas nas especificações técnicas do datasheet do fabricante.

$$Área_{Necessária} = N^{\circ} \text{ de módulos} \times Área_{Cada \text{ módulo}} \quad [10]$$

3.2.2 Base de dados de irradiação solar

Como já mencionando na fundamentação teórica, a irradiação solar é uma grandeza utilizada para mensurar a quantidade de radiação que incide em um plano de 1 m² ao longo de um determinado tempo. É um dos parâmetros essenciais no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. A tabela 04 apresenta dados retirados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), com o valor médio anual do total diário de irradiação solar para as cinco regiões brasileiras

Tabela 4: Irradiação solar para as regiões brasileiras

REGIÃO	IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL kWh/(m².dia)	IRRADIAÇÃO NO PLANO INCLINADO kWh/(m².dia)
NORTE	4,64	4,66
NORDESTE	5,49	5,52
CENTRO-OESTE	5,07	5,2
SUDESTE	5,06	5,26
SUL	4,53	4,77

Fonte: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)

Percebe-se pela tabela 04, a região nordeste com o maior potencial de recurso solar e a região sul com pior potencial de recurso solar. Ainda segundo Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo. A Alemanha se destaca no cenário mundial em geração de energia solar. No top 5 dentre os maiores produtores de energia solar do mundo, a Alemanha ocupa a 4ª posição.

Para o desenvolvimento do aplicativo, a obtenção de uma base de dados com os valores de irradiação no plano inclinado para os municípios brasileiros, faz-se necessário. Em face disso, o website do Laboratório de Modelagem e Estudos Renováveis de Energia (LABREN), dispõe desse recurso, reunindo os dados de irradiação solar média diária mensal no plano inclinado de 5.569 municípios brasileiros. Os dados disponibilizados, são disponibilizados com os valores de irradiação considerando um ângulo de inclinação igual a latitude local e desvio azimutal 0°. Portanto, ainda há a necessidade de estabelecer a relação entre as perdas por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos, visto que os dados de irradiação disponibilizados pelo LABREN, são apresentados para um arranjo ótimo dos painéis fotovoltaicos, obtendo assim, uma geração otimizada.

3.2.3 Perdas de irradiação por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos

Neta etapa, pretende-se demonstrar como será dado os fatores de perdas na absorção de radiação solar, variando a inclinação e o desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos, para diferentes localidades brasileiras. Como dito, para países abaixo da linha do equador, a melhor configuração para se posicionar painéis solares é com

ângulo de inclinação igual a latitude local e com desvio azimutal 0° , norte geográfico. Por fatores de redução de custos e viabilidade econômica, a alocação dos módulos fotovoltaicos no telhado, se dá pela inclinação e desvio azimutal do próprio telhado, reduzindo consideravelmente despesas com estruturas de fixação e proporcionando detalhes estéticos visivelmente sutis. Nem sempre os telhados estão numa configuração ótima, ângulo igual a latitude e direção ao norte 0° . Devido a isso, essa etapa é de fundamental importância, ao passo que segundo Burger e Rütger (2006), baixas latitudes, como na região norte e nordeste do Brasil, as variações dos desvios de azimutes são mais flexíveis, ou seja, em locais de baixa latitude é possível projetar integrações com desvio azimutal do norte sem grandes perdas de geração. Em relação à inclinação dos módulos, os autores relatam que em altas latitudes, como o caso do centro-oeste, sul e sudeste, as instalações são menos sensíveis as variações das inclinações em relação ao ângulo igual a latitude local e não apresentam tantas perdas, sendo mais favorecidas do que nos locais de baixa latitude. Assim, as fachadas fotovoltaicas apresentam melhor desempenho relativo nos locais de alta latitude do que nas regiões tropicais do globo.

Para determinar as perdas de irradiação para diferentes inclinações e desvios azimutais, utilizou-se os dados de Santos (2013), que desenvolveu um estudo minucioso em todas as capitais do Brasil, obtendo as perdas de irradiação com a variação da inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos. Os dados coletados por Santos (2013), são apresentados em forma de ábacos, e têm como finalidade principal, auxiliar engenheiros e arquitetos na tomada de decisão ao que diz respeito a variação da inclinação e desvios de azimutes dos painéis fotovoltaicos, tendo em vista que, a utilização do arranjo ótimo na alocação dos módulos no telhado, pode ocasionar uma desfiguração estética não agradável para quem adquire um sistema fotovoltaico. Fato esse, que em determinados projetos fotovoltaicos a não adoção do arranjo ótimo, consiste numa perda de irradiação equivalente a apenas 5%, o que não é um percentual de grande relevância comparado a possível desfiguração do telhado, caso o sistema fosse alocado com o arranjo ótimo, inclinação igual a latitude local e desvio azimutal norte 0° .

Neste estudo, o simulador irá utilizar como variável de entrada a opção de inclinações e desvios azimutais pré-definidos ao usuário, os valores pré-definidos para inclinações são 0° , 15° , 20° e 30° e para os desvios de azimutes têm-se os valores

pré-definidos em 0°, 30°, 60° e 90°. Optou-se por esses valores para inclinações, tendo em vista que na análise dos dados de Santos (2013), não há perdas significativas entre ângulos de inclinação entre 5° a 15° e para os desvios de azimutes ocorre a mesma situação, onde para ângulos azimutais entre 0° a 30°, não há perdas significativas de irradiação.

Com o intuito de determinar as perdas para todos os municípios do Brasil, foi utilizado a informações dos ábacos extraídos do estudo de Santos (2013), possíveis de serem consultados em anexo deste documento, sendo possível realizar um cruzamento dos dados a fim de obter percentuais de perdas de irradiação com a inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos para os ângulos pré-definidos como foi evidenciado anteriormente.

Com a finalidade de demonstrar como se deu o cruzamento dos dados dos ábacos, utilizou-se como exemplo os ábacos para três capitais da região sul do Brasil, Curitiba-PR, Florianópolis-SC e Porto Alegre-RS, conforme figuras 07, 08 e 09, respectivamente.

Figura 7: Ábaco percentual de irradiação – Curitiba-PR

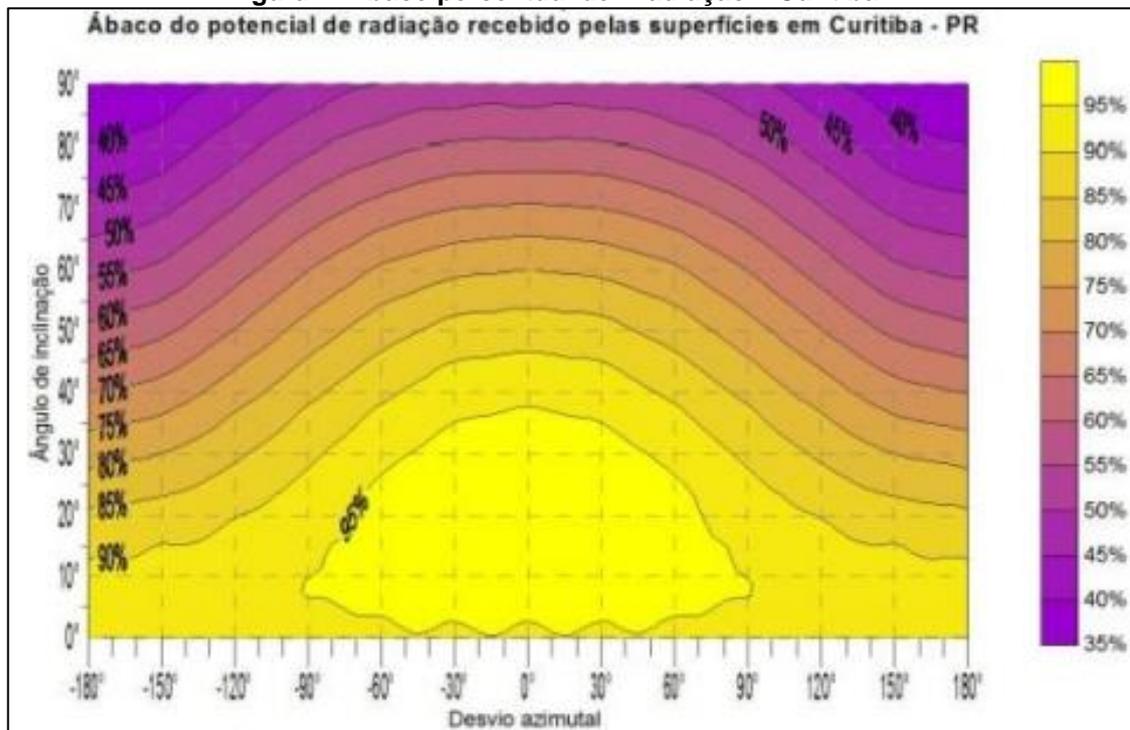
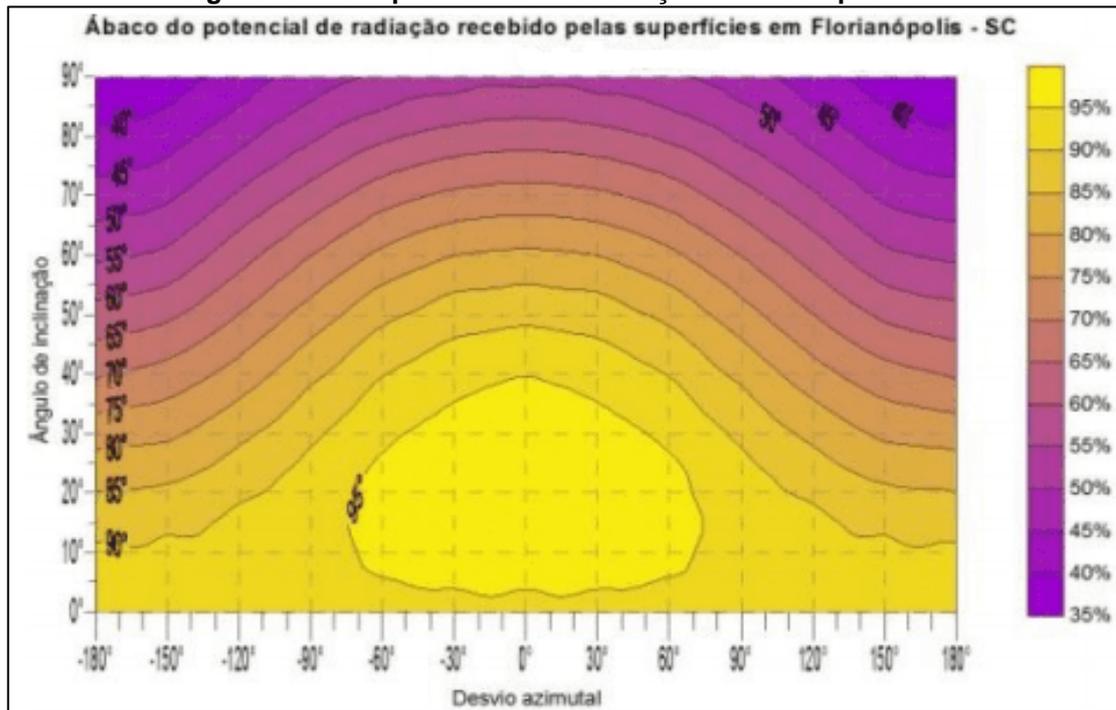
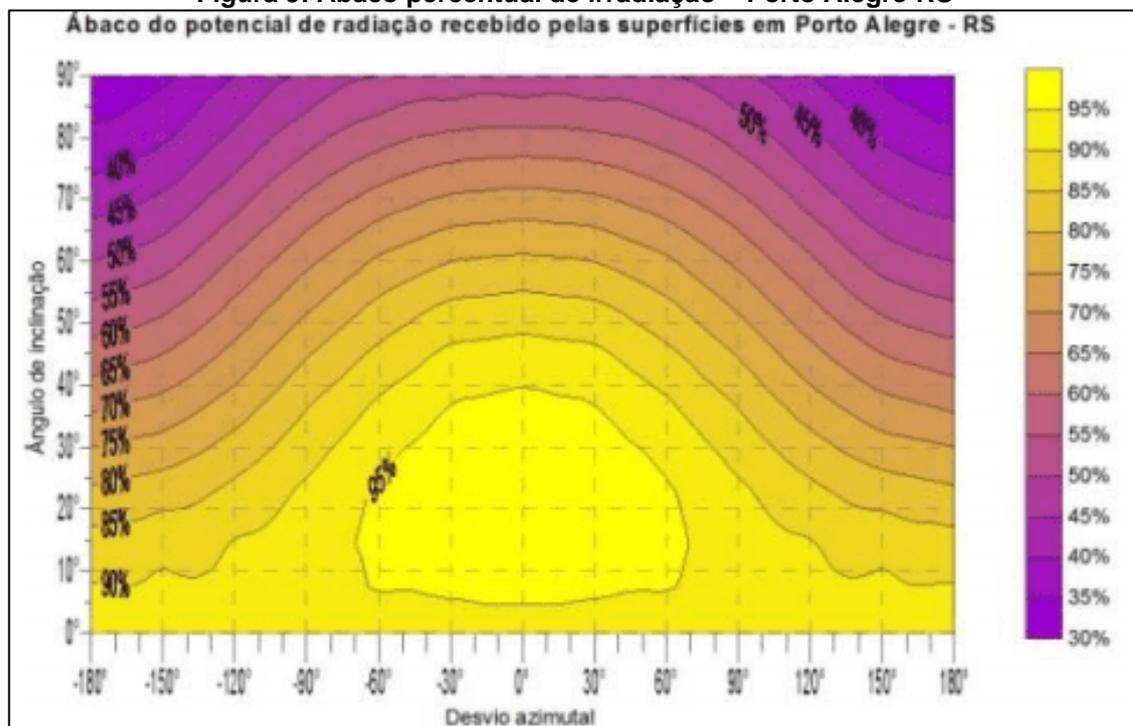


Figura 8: Ábaco percentual de irradiação – Florianópolis-SC



Fonte: Santos (2013)

Figura 9: Ábaco percentual de irradiação – Porto Alegre-RS



Fonte: Santos (2013)

De acordo com os ábacos disponibilizados por Santos (2013), pode-se notar que para os ângulos de inclinação e desvios azimutais pré-definidos, 0°, 15°, 20° e 30° para inclinação dos módulos fotovoltaicos e 0°, 30°, 60° e 90° para o desvio azimutal,

não há diferença no que se refere ao percentual de irradiação, ou seja, para um desvio azimutal de 0° e inclinação de 10°, têm-se 95% de irradiação nas três capitais. Em face dessa similaridade, pode-se estimar os níveis de irradiação para os municípios que compreendem os três estados das capitais exemplificadas, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A tabela 05, apresenta os dados compilados de percentuais para a região Sul do Brasil, para os ângulos de inclinação e desvios azimutais pré-definidos.

Tabela 5: Percentual de irradiação região Sul do Brasil

Percentual de Irradiação Região Sul do Brasil		
Inclinação dos módulos	Desvio azimutal dos módulos	Percentual de incidência da radiação
0	0	90,00%
15	0	95,00%
20	0	95,00%
30	0	95,00%
0	30	90,00%
15	30	95,00%
20	30	95,00%
30	30	95,00%
0	60	90,00%
15	60	95,00%
20	60	95,00%
30	60	90,00%
0	90	90,00%
15	90	90,00%
20	90	90,00%
30	90	85,00%

Fonte: Adaptado dos ábacos de irradiação solar Santos (2013)

O procedimento de cruzamento de dados de irradiação realizados para a região Sul do Brasil, foi replicado em todas regiões e localidades do Brasil, com o intuito de obter os percentuais de irradiação e definir o quanto de perda haveria com a variação da inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos.

3.2.4 MATLAB

No meio acadêmico, o MATLAB oferece ferramentas essenciais para o desenvolvimento de uma determinada pesquisa. Neste trabalho, o MATLAB é de fundamental importância, uma vez que possibilita o desenvolvimento do simulador em forma de aplicativo, podendo ser executado em computadores, laptops, notebook e etc. De acordo com Silva (2002), O software MATLAB, inicialmente concebido para utilização em cálculos matriciais, possui também características que permitem o desenvolvimento de scripts e de algoritmos como em outras linguagens de programação. Um *script* é um arquivo que contém um ou mais comandos. Após salvar este arquivo, pode-se executá-lo digitando seu nome no interpretador de comandos do MATLAB. Como propriedade fundamental, o MATLAB faz uso das matrizes como estrutura de dados básica. Atualmente, o MATLAB é um produto comercial extremamente completo utilizado por muitas indústrias de engenharia e por cientistas.

A escolha do MATLAB como ferramenta para o desenvolvimento do aplicativo, percorreu uma análise qualitativa de qual plataforma seria mais eficaz e prática, permitindo o alcance dos objetivos de forma segura. Portanto, utilizando a interface gráfica do MATLAB, *APP Designer*, o desenvolvimento do simulador tornou-se possível, visto que para o aplicativo, seria de grande necessidade a interação entre o usuário e rotina de programação, sendo possível dimensionar um sistema fotovoltaico a partir de dados inseridos pelo usuário. Através do método *drag and drop*⁴, o usuário desenvolve sua GUI (*Graphical User Interface*), utilizando um editor integrado para programar o comportamento do aplicativo. O aplicativo pode ainda ser compartilhado com outros, mesmo que eles não tenham MATLAB, através do *MATLAB Compiler*, que possibilita a criação de aplicativos *standalone*⁵ para desktop e web.

⁴ – drag and drop: Nomenclatura utilizada para caracterizar o desenvolvimento de interfaces gráficas arrastando e posicionando objetos na tela de desenvolvimento.

⁵ – standalone: Termo utilizado para designar aplicativos autossuficientes, ou seja, que não precisam um software auxiliar para serem executados.

3.2.5 AGISOFT Metashape

O AGISOFT Metashape é o software para processamento de imagens com alto valor agregado. Sua tecnologia é incomparável, o que atrai centenas de usuários mundo afora, garantindo imagens de excelência. Segundo ModelismoBH (2021), por meio do AGISOFT, é possível processar imagens aéreas de drones e criar bases de dados cartográficas de terrenos já mapeados. Realiza processamento fotogramétrico de imagens digitais e consegue gerar dados espaciais em 3D. Devido ao AGISOFT utilizar inteligência artificial em suas tecnologias, pode-se incluir os sistemas de câmera múltipla, nuvem com pontos densos, orto-mosaicos georreferenciados, modelos poligonais texturizados, entre outros recursos. O operador do drone também consegue reconstruir a geometria com detalhes e permitir um processamento em nuvem integrado à interface do usuário para aqueles que não querem investir em hardware, entre outras funcionalidades. No pós-processamento, esse software permite a eliminação de sombras, estimar os índices de vegetação, classificar automaticamente as nuvens e levantar dados para mapear as ações com equipamentos agrícolas.

Neste trabalho, o software AGISOFT Metashape é utilizado no estudo de caso, para a criação dos modelos 3D das imagens coletadas através de drones integrados com GPS, auxiliando na obtenção de medidas reais da edificação, assim como, os parâmetros de inclinação e desvio azimutal dos telhados a serem alocados os módulos fotovoltaicos.

3.2.6 SKETCHUP

O *SketchUp* é um software CAD (*Computer Aided Design*) e simultaneamente BIM (*Building Information Modeling*) devido a sua capacidade de parametrizar as informações da geometria e a possibilidade de exportar em arquivo .IFC, ou seja, sua interface é totalmente num ambiente 3D. Ele possibilita a criação desde projetos gráficos até projetos com precisão de forma fácil e tridimensionais como na arquitetura e design. O software foi desenvolvido para a criação de modelos em 3D, com a criação de maquetes em 3D é possível fazer apresentações de forma mais realista, facilitando a visualização do projeto e demonstrando como seria o projeto finalizado.

Com sua interface descomplicada, a manipulação dos atributos contidos no *SketchUp* é simplificada. Trazendo para o horizonte da criação de modelos realísticos, o uso do *SketchUp* proporciona uma análise completa de uma edificação qualquer que seja, sendo compatível com vários outros softwares e suas extensões. É bastante utilizado na definição de parâmetros necessários ao dimensionamento fotovoltaico.

Neste estudo, o *SketchUp* é utilizado em consonância com o software AGISOFT, auxiliando na definição dos critérios de dimensionamento fotovoltaico. Com a importação do modelo criado no AGISOFT pelo *SketchUp*, a definição da inclinação e o desvio azimutal dos telhados das residências utilizadas no estudo de caso deste trabalho acadêmico, foram realizadas.

3.2.7 Simuladores Fotovoltaicos Profissionais – PVsyst e PVsol

Os Softwares PVsyst e Pvsol são bastante conhecidos no setor solar quando se fala de simular projetos de sistemas fotovoltaicos. São softwares utilizados para auxiliar no dimensionamento e desenvolvimento de projetos de geração solar fotovoltaica, sendo utilizados por engenheiros, arquitetos e pesquisadores. Dentre as variadas funcionalidades desses softwares, os profissionais do setor fotovoltaico os utilizam para analisar: cálculo de perdas por sombreamento e sujeira nos módulos; além de estimar a produção de energia considerando a eficiência de cada equipamento. Parâmetros avançados como irradiação local, inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos, são dados de entrada desses simuladores, fundamentais no processo de dimensionamento.

Neste estudo, utiliza-se os softwares PVsyst e PVsol como meio comparativo entre os dados obtidos por meio do simulador desenvolvido neste trabalho e os dados obtidos por esses simuladores fotovoltaicos profissionais. A escolha desses simuladores profissionais como meio comparativo, se deu pelo fato serem seguramente confiáveis quando se realizam simulações fotovoltaicas, onde são utilizados no dimensionamento de pequenos, médios e grandes projetos em todo o mundo, sendo precisos e eficazes com relação aos dados disponibilizados da expectativa de geração de energia.

3.2.8 Módulos Fotovoltaicos

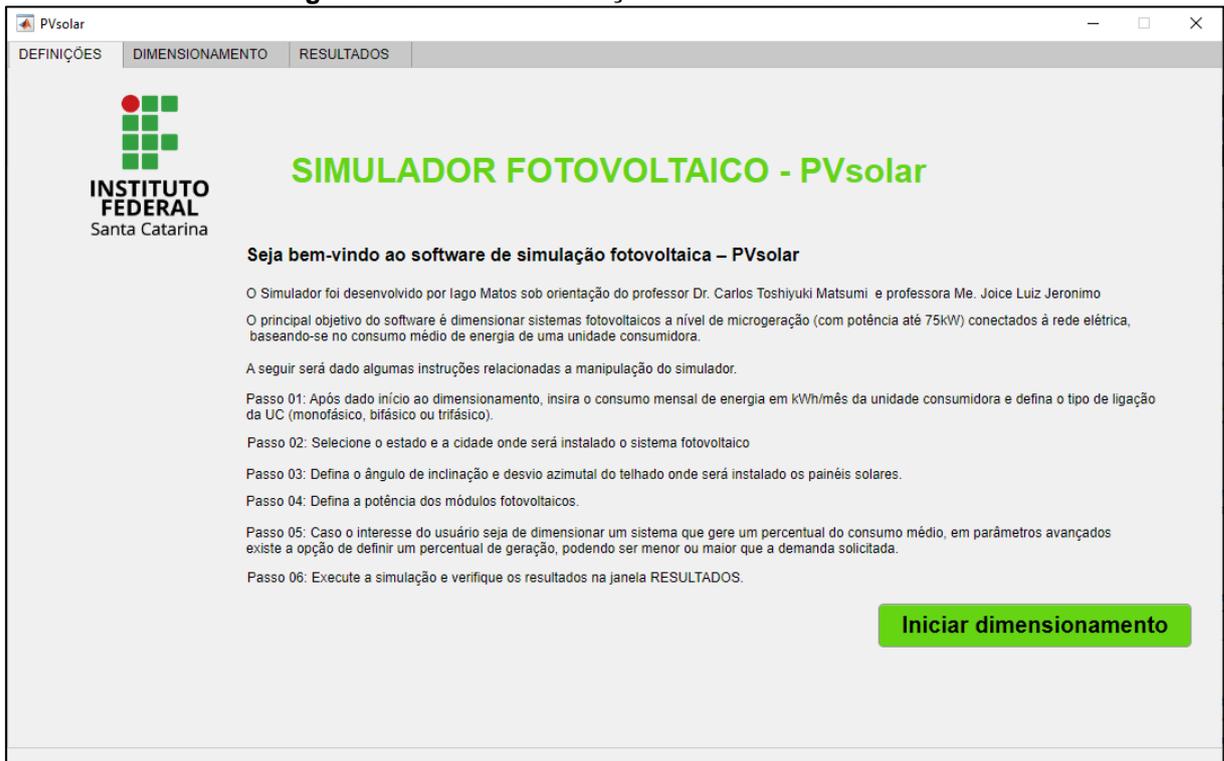
Em estudo de caso, os módulos utilizados no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos são todos de tecnologia monocristalinas. O fator principal que fundamenta a escolha por módulos monocristalinos, é o fato de serem mais eficientes, levando uma maior performance aos sistemas dimensionados e gerando mais energia elétrica quando comparado a módulos policristalinos, que por serem menos eficientes, necessitam de maior área para uma determinada demanda de energia elétrica. Outro aspecto balizador na escolha de módulos monocristalinos, advém do fato que o custo desses módulos vem sendo reduzido ao longo dos últimos 2 anos, trazendo um melhor custo benefício na composição de kits geradores. Com relação a eficiência dos módulos fotovoltaicos com tecnologia monocristalina utilizados no estudo deste trabalho acadêmico, varia entre 18% a 22%.

3.3 Desenvolvimento do layout do aplicativo

Finalizando a etapa de qual metodologia utilizar e quais os métodos necessários para o desenvolvimento do simulador, este item tem como fundamento detalhar como se deu o desenvolvimento do simulador. Como dito anteriormente, o ambiente utilizado para elaboração da aplicação foi a interface gráfica do MATLAB, *APP Designer*.

Visando uma melhor organização para o software, optou-se por dividi-lo em três janelas, “APRESENTAÇÃO”, “DIMENSIONAMENTO” e “RESULTADOS”. A figura 10, apresenta a janela de “DEFINIÇÕES”, com informações iniciais sobre o simulador, o autor, orientadores e instruções da utilização do software.

Figura 10: Janela “DEFINIÇÕES” simulador PVsolar



Fonte: Software PVsolar (2021)

A janela seguinte, trata-se da entrada de dados, onde o usuário poderá inserir as informações essenciais para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. A figura 11, apresenta o layout da janela, com os campos de preenchimento obrigatórios. A partir das instruções apresentadas na janela “DEFINIÇÕES”, buscou-se desenvolver um simulador relativamente de fácil manuseio, sendo que ao utilizar o software, o usuário não necessitasse de aprofundamento técnico específico para inserção dos parâmetros necessários de dimensionamento.

Figura 11: Janela “DIMENSIONAMENTO” simulador PVsolar

ENTRADA DE DADOS - PVsolar

Características de instalação dos painéis:

Inclinação: 0°

Desvio Azimutal: 0°

Potência dos módulos: 335Wp

Outros Módulos

Localização:

Estado: Seleccione um estado

Município: Seleccione um município

Parâmetros avançados:

Percentual de Geração (%): 100

Razão de performance (Pr): 0.80

Média de consumo calculada

Consumo médio Mensal

Ligação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novem...	Dezem...
Monofásico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Obs. 01: A razão de performance 0,80 é dada inicialmente como um valor padrão para o dimensionamento, podendo ser alterada a critério do usuário. Normalmente, considerando as perdas do sistema fotovoltaico, o fator de performance pode variar entre 0,70 a 0,84. Adota-se 0,70 quando há perdas significativas por sombreamento nos módulos fotovoltaicos e adota-se 0,84 quando não há nenhuma perda por sombreamento.

Obs. 02: Como referência ao ângulo de desvio azimutal, têm-se:
 NORTE geográfico = 0°
 LESTE e OESTE geográfico = 90°

O percentual de perda de irradiação por variação no desvio é simétrico, ou seja, para ângulos de -30° ou 30° o percentual de perda é o mesmo.

SIMULAR

Fonte: Software PVsolar (2021)

Como pode-se notar, na janela “DIMENSIONAMENTO”, a entrada de dados foi agrupada por seções. Primeiramente, tem-se a seção das características dos painéis fotovoltaicos, que oferecem ao usuário opções de seleção nos campos de entrada de dados, tais como, inclinação, sendo ângulos de 0°, 15°, 20° e 30° e desvio azimutal, sendo ângulos de 0°, 30°, 60° e 90°. Ainda na seção das características dos módulos, implementou-se um seletor para potência de cada painel fotovoltaico. Para os painéis fotovoltaicos, optou-se por valores comerciais, comumente utilizados no dimensionamento de sistemas mundo afora, possibilitando ao usuário do simulador, opções que pudessem encaixar-se em suas necessidades. As potências dos módulos sugeridos ao usuário são de 335 Watt-pico, 360 Watt-pico, 400 Watt-pico, 410 Watt-pico, 450 Watt-pico, 500 Watt-pico e 535 Watt-pico. Além disso, implementou-se um campo onde o usuário pudesse inserir uma potência e as dimensões para cada módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento, considerando que a potência do módulo desejado não estivesse na relação dos módulos pré-definidos. Neste campo de inserção da potência, há uma necessidade de se utilizar potências para os módulos que estejam disponíveis comercialmente e que possuam especificações de dimensões do módulo fotovoltaico, visto que, a inserção do dado de dimensões do

módulo é de grande importância, uma vez que, servirá como parâmetro de cálculo da área total necessária para instalação dos painéis fotovoltaicos.

A seção de localização, possibilita ao usuário a inserção da localidade onde será instalado o sistema fotovoltaico. A partir desta seção, primeiramente o usuário deverá selecionar o estado e em seguida deverá escolher a cidade pertencente aquele estado. Como dito anteriormente, para o desenvolvimento do simulador, necessitou-se de um banco de dados, com os respectivos valores de irradiação ótima para os 5.569 municípios brasileiros, visto que, através desse banco de dados e com variação dos ângulos de inclinação e desvio azimutal, tem-se percentuais de perdas de irradiação específicas para cada configuração de dimensionamento.

Uma informação relevante é que o simulador PVsolar, tem como principal finalidade, dimensionar sistemas fotovoltaicos a nível nacional, não sendo possível o dimensionamento para municípios fora do Brasil.

Para a entrada do consumo médio de energia, implementou-se 2 tipos de entradas, um campo onde o usuário deverá inserir os dados de consumo mês a mês, sendo este, mais indicado quando existe um histórico de consumo de energia entre janeiro a dezembro. Um outro campo de entrada de dados implementado é a inserção da média de consumo por um único campo, sendo este, mais indicado quando não existe um histórico de consumo de energia ou esse histórico de consumo não seja completo (janeiro a dezembro), favorecendo na praticidade do usuário a inserção do consumo médio de energia a ser considerado no dimensionamento do sistema. Para entrada de dados do consumo médio, caso o usuário necessite inserir os dados por um único campo, basta selecionar a opção “média calculada”, conforme pôde-se notar na figura 11, onde esse processo irá desabilitar a entrada de dados de consumo médio de energia mês a mês. Em ambas as entradas de dados, o usuário deverá selecionar o tipo de ligação do padrão de entrada, podendo ser monofásico, bifásico ou trifásico, fato esse que implicará em uma redução da demanda necessária de energia a ser gerada, ou seja, caso um usuário tenha um consumo médio de energia em 500 kWh/mês, se a ligação do padrão de entrada é monofásica, o custo de disponibilidade de acordo com a ANEEL é de 30 kWh/mês, desse modo, o total de energia consumida que será levada em consideração no dimensionamento, será correspondente a 500 kWh/mês, subtraído de 30 kWh/mês, totalizando 470 kWh/mês. Após a seleção do tipo de ligação, o usuário deverá entrar com dados do consumo mensal de energia, disponível na fatura de energia. Tanto o tipo de ligação quanto o consumo médio

estarão disponíveis na fatura de energia da concessionária distribuidora de energia elétrica.

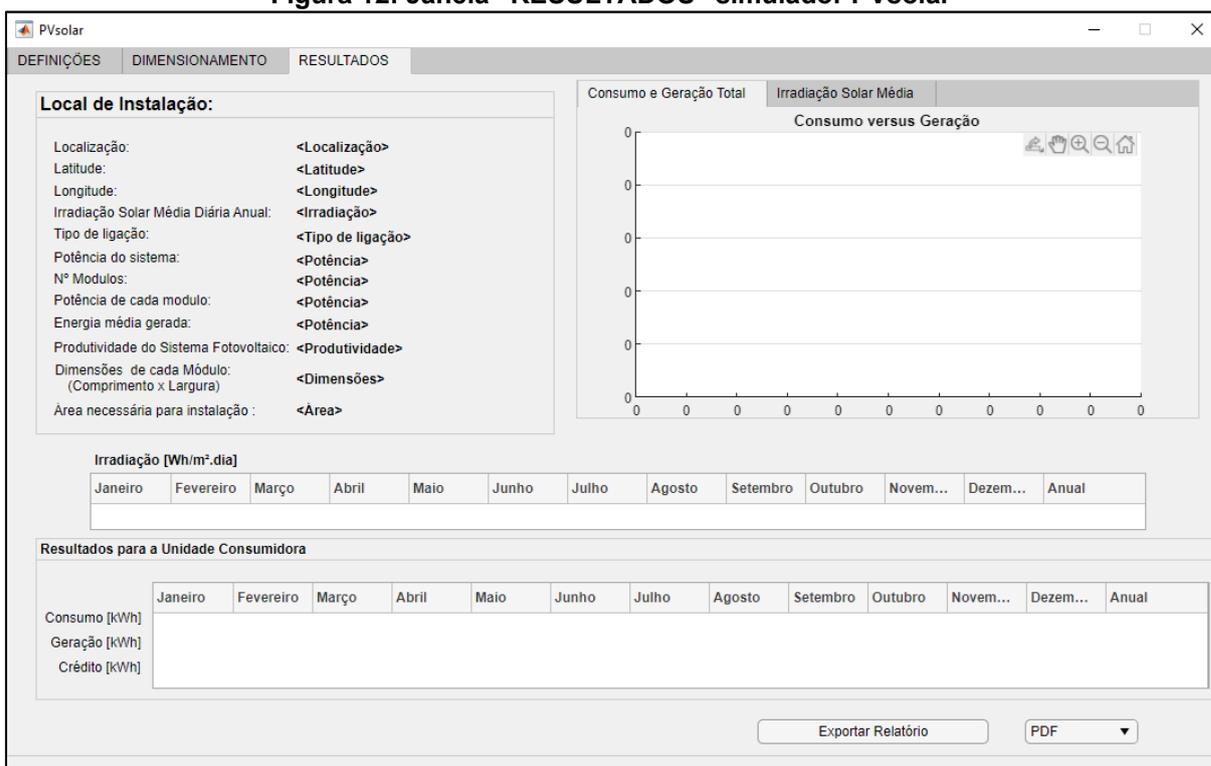
Por fim, a última seção da janela “DIMENSIONAMENTO”, trata de parâmetros avançados que deverão ser inseridos pelo usuário. Nesta seção, buscou-se implementar a entrada de dados que possibilitasse a alteração da performance do sistema fotovoltaico, inicialmente pré-selecionado em 0,80. Implementou-se também, um percentual de geração, inicialmente pré-selecionado em 100% do consumo. A definição desse dado é de fundamental importância, tendo em vista que, caso o usuário deseje por algum motivo específico, gerar um percentual do consumo, podendo ser inferior ou superior, a entrada de dados “percentual de geração” possibilitará o dimensionamento do sistema, levando em consideração um percentual do consumo a ser gerado.

A última janela “RESULTADOS”, trata-se dos dados de dimensionamento obtidos, apresentando ao usuário informações como, localização, latitude e longitude do local de instalação escolhido. Apresenta também, a irradiação solar, tendo em vista as perdas ocasionadas por variação nos ângulos de inclinação e desvio azimutal; o tipo de ligação, se é monofásico, bifásico ou trifásico; a potência do sistema dimensionado, a potência de cada módulo selecionado, a energia média gerada pelo sistema, a produtividade do sistema fotovoltaico, que quantifica o quanto de energia média é gerada por kWp (quilowatt-pico), a quantidade de módulos necessários, as dimensões de cada módulo e a área necessária para a instalação dos painéis fotovoltaicos. Na janela é apresentado também, dados de consumo e geração, tanto no formato numérico quanto no formato gráfico, com dados mensais e anuais, possibilitando uma melhor análise do usuário aos resultados obtidos no dimensionamento, conforme figura 13. Foi implementado também na janela “RESULTADOS”, informações sobre a geração de energia excedente, visto que, caracteriza-se como um dado relevante na análise de dimensionamento, ou seja, caso o usuário do simulador tenha interesse em gerar excedente de energia, gerando mais energia do que o solicitado pela UC, esse excedente é injetado na rede pública de distribuição e “armazenada” no formato de crédito, podendo ser consumido em até 5 anos, conforme resolução normativa da ANEEL de número 482. No mesmo raciocínio de geração de excedentes, a geração de créditos poderá ser utilizada inclusive para abater o consumo de uma outra unidade consumidora, desde que esteja no mesmo

CPF do titular da unidade prosumidora e que a UC esteja consumindo energia pela mesma concessionária distribuidora de energia da unidade prosumidora.

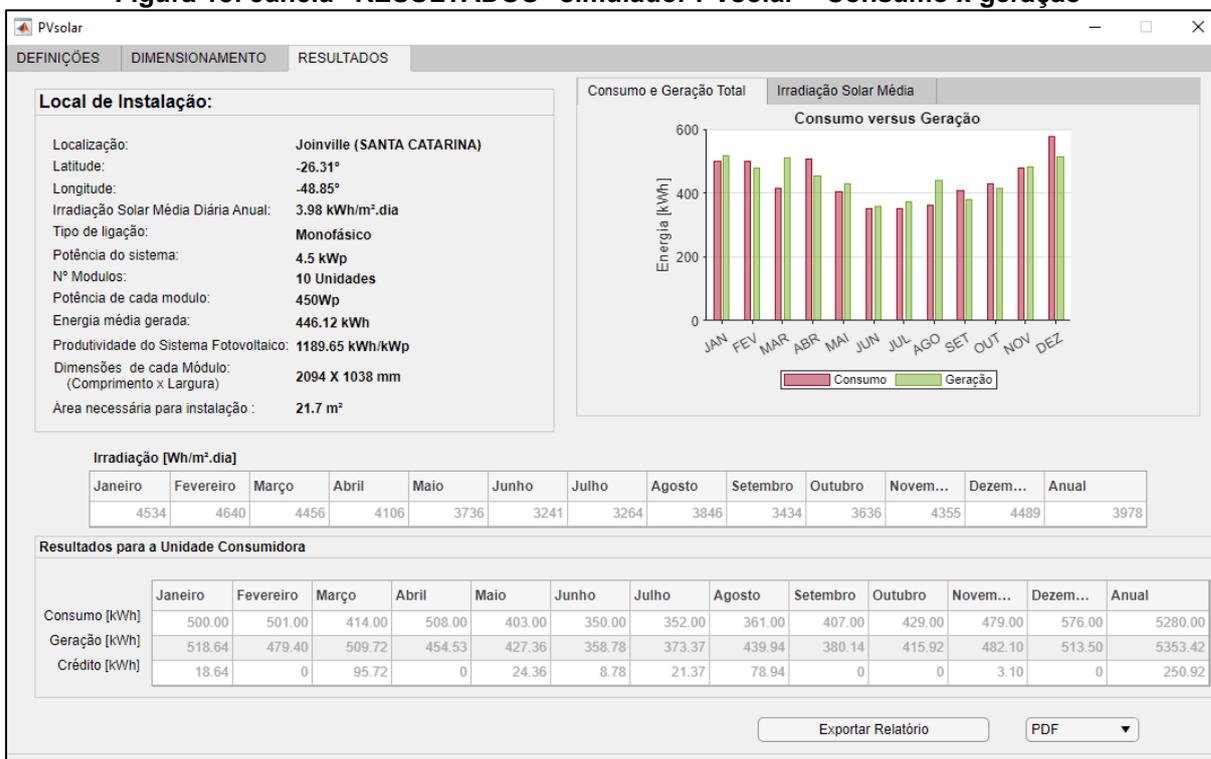
Apresenta-se ainda na janela “RESULTADOS”, dados como as dimensões e a área necessária que o conjunto de módulos dimensionados irão ocupar no local de instalação, visto que, a depender da potência do módulo selecionado na janela de “DIMENSIONAMENTO”, tem-se dimensões específicas para o módulo selecionado. Por fim, na janela “RESULTADOS”, elaborou-se uma rotina para exportação das informações apresentadas na aba resultados, nos formatos HTML e PDF, levando ao usuário a praticidade na análise do sistema fotovoltaico dimensionado. Informações como a localização, latitude e longitude, irradiação solar média diária anual, potência do sistema, número de módulos, potência de cada módulo, energia média gerada, produtividade do sistema fotovoltaico, dimensões de cada módulo e a área necessária para instalação, são dados contidos no relatório de resultados, que facilitam a avaliação de um sistema fotovoltaico, assim como, a média mensal de consumo de energia, informada na janela “DIMENSIONAMENTO”; a energia média mensal gerada e o excedente de energia, créditos. No apêndice A deste trabalho, pode-se verificar um relatório exemplo exportado em PDF do simulador PVsolar. As figuras 12 e 13, apresentam o layout da janela “RESULTADOS” desenvolvida.

Figura 12: Janela “RESULTADOS” simulador PVsolar



Fonte: Software PVsolar (2021)

Figura 13: Janela “RESULTADOS” simulador PVsolar – Consumo x geração

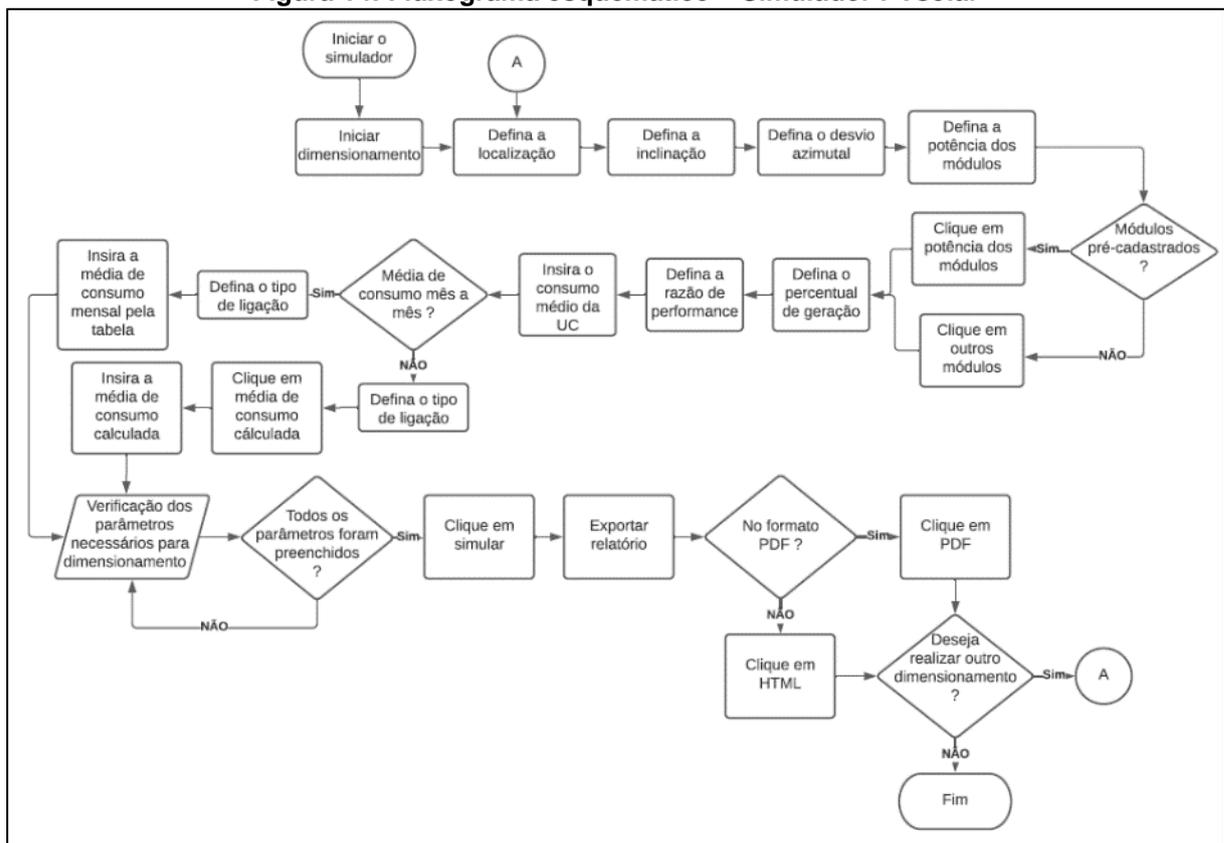


Fonte: Software PVsolar (2021)

Finalizado o processo de desenvolvimento do simulador PVsolar, a figura 14

apresenta o fluxograma que esquematiza em processos, as etapas de dimensionamento do sistema fotovoltaico. Em apêndice B, consta o código fonte ao qual deu origem a toda lógica por trás do simulador. Por fim, em apêndice C, constam um manual básico de instalação do software, com as etapas bem definidas e de fácil instalação, assim como, o endereço web ao qual pode-se baixar o instalador do simulador.

Figura 14: Fluxograma esquemático – Simulador PVsolar



Fonte: O autor

3.4 Dimensionamento de 05 sistemas fotovoltaicos em 5 cidades distintas entre os estados de Santa Catarina e Paraná – Estudo de caso

Com o objetivo de validar as funcionalidades propostas nos objetivos específicos deste trabalho de conclusão de curso, foi realizado estudo de caso em 05 cidades distintas entre os estados de Santa Catarina e Paraná. Neste estudo, dimensionou-se 5 sistemas fotovoltaicos, um para cada unidade consumidora, sendo considerados todos os aspectos locais de instalação, tais como: irradiação da localidade, inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos, assim como, o levantamento das necessidades de cada unidade consumidora, como consumo médio

e geração excedente de energia, para o caso de envio de créditos para outra unidade consumidora ou consumo mais confortável de energia elétrica, uma vez que, há um costume entre obtentores de sistemas fotovoltaicos em consumir mais energia logo após a instalação dos sistemas.

Por se tratar de estudo de caso, optou-se por realizar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, já instalados nas devidas unidades consumidoras, ou seja, o processo de estudo de viabilidade e análise das características de instalação já foram devidamente avaliados com as expectativas de geração estimadas por softwares robustos de simulação fotovoltaica. Um fator relevante em optar por sistemas já instalados, foi a facilidade de acesso aos dados de geração realísticos, por intermédio das plataformas de monitoramento de cada sistema, sendo possível validar a ferramenta de simulação desenvolvida nesse estudo.

Em todos os 5 sistemas considerados no estudo de caso, a instalação dos módulos fotovoltaicos, se deu com a disposição dos painéis nos telhados das residências, havendo uma variabilidade nas características de instalação no que se refere a inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos. Essa variabilidade, tornou o processo de validação do simulador desenvolvido nesse trabalho mais eficaz, uma vez que, foi possível dimensionar os sistemas fotovoltaicos para as unidades consumidoras, considerando diferentes inclinações e desvios azimutais para os módulos fotovoltaicos.

Considerando os telhados das residências para instalação dos módulos fotovoltaicos, o processo utilizado para definição da inclinação e desvio azimutal é dado primeiramente com a obtenção de imagens aéreas da edificação, por intermédio de drones integrados com GPS. A partir das imagens coletadas, faz-se necessário o processamento dessas imagens com o auxílio de softwares robustos de mapeamento de coordenadas geográficas e processamento de imagens, como o AGISOFT Metashape. Nesse processamento, utiliza-se do conceito nuvens de pontos, onde em três etapas, primeiramente a criação da nuvem de pontos, posteriormente o preenchimento dessa nuvem de pontos com diversos polígonos, denominado nuvem densa de pontos e para última etapa, tem-se a criação do modelo 3D da edificação, com medidas precisas e todos os parâmetros de inclinação e desvio azimutal estando bem definidos e claros. As figuras 15 e 16 apresentam um exemplo do processamento de imagens coletadas de uma edificação localizada na cidade de Joinville-SC.

Figura 15: Processamento de imagens com auxílio do software AGISOFT – Vista Topview



Fonte: AGISOFT (2020)

Figura 16: Processamento de imagens com auxílio do software AGISOFT – Vista Perspectiva

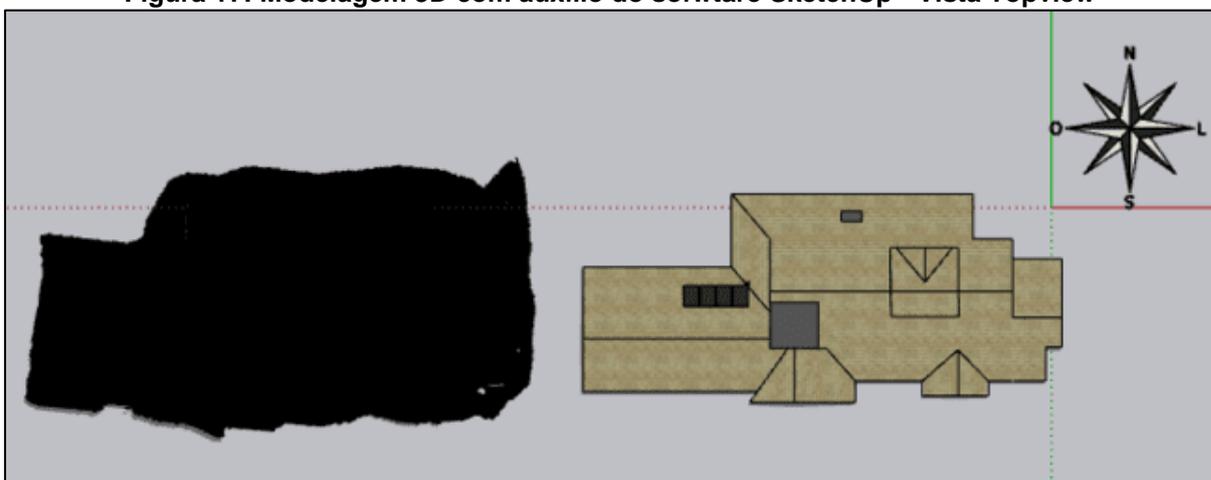


Fonte: AGISOFT (2020)

Após o processamento das imagens, faz-se necessário a exportação do modelo criado com auxílio do software AGISOFT e a importação desse modelo utilizando software de modelamento 3D *SketchUp*. Esse processo é tido como essencial, uma vez que, no *SketchUp* há maior liberdade na manipulação do modelo criado pelo AGISOFT. Também, as nuvens de pontos criadas no processamento das imagens, são demasiadamente incompatíveis quando se deseja simular à expectativa

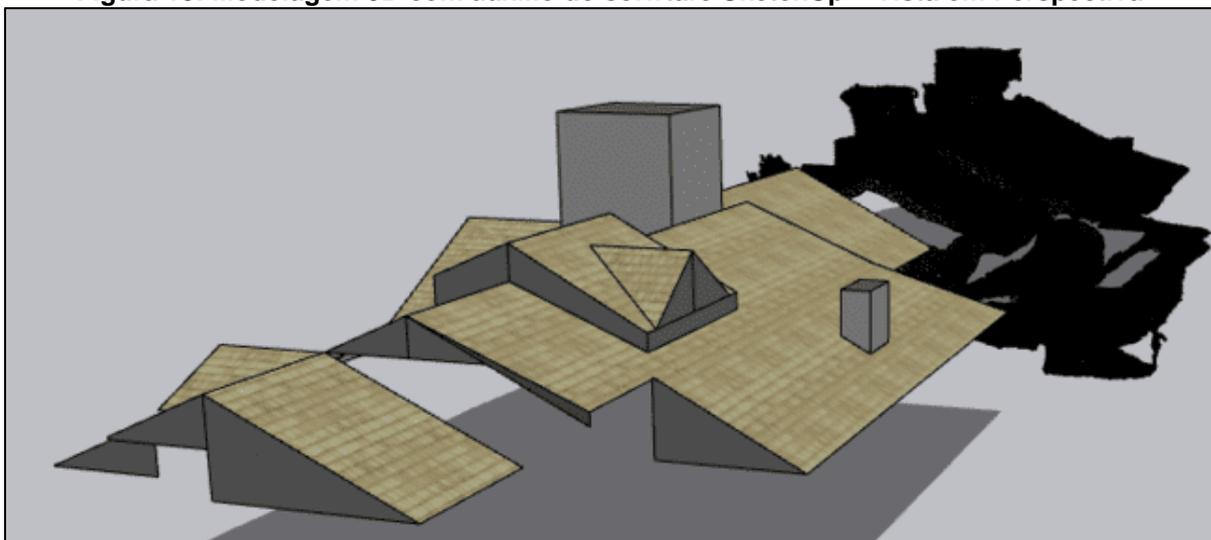
de geração em softwares como o PVsyst, PVsol, entre outros. Por isso, a utilização do *SketchUp* é dada como fundamental, visto que, torna o processo com menor possibilidade de erros e contratempos, verificando a influência de sombreamento real que o telhado da edificação irá sofrer, bastando apenas inserir coordenadas de latitude e longitude do local, onde realizou-se as imagens via drone. Através do *SketchUp* é possível variar entre os meses do ano e horários do dia, avaliando assim o melhor local no telhado para alocação dos módulos fotovoltaicos e com menor influência de sombreamento, para os telhados onde há essa influência. As figuras 17 e 18, apresentam a modelagem realizada com auxílio do *SketchUp* do modelo criado pelo AGISOFT apresentado nas figuras 15 e 16.

Figura 17: Modelagem 3D com auxílio do software SketchUp - Vista Topview



Fonte: SKETCHUP (2020)

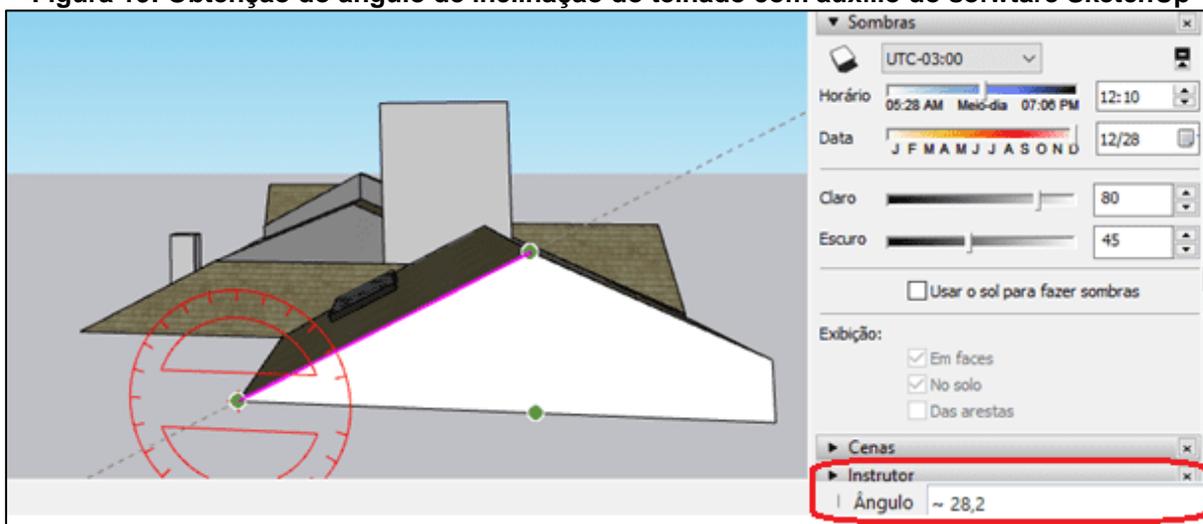
Figura 18: Modelagem 3D com auxílio do software SketchUp – Vista em Perspectiva



Fonte: SKETCHUP (2020)

Pode-se verificar pelas figuras 17 e 18, um modelo mais escuro e uma modelagem mais clara. O modelo mais escuro se trata da modelagem processada com auxílio do software AGISOFT e importado pelo *SketchUp*. A partir do modelo criado pelo AGISOFT foi possível modelar a edificação em 3D no *SketchUp*, com as medidas, inclinação e desvio azimutal se mantendo conforme a realidade. Uma informação importante sobre o processo de importação do modelo, é o fato do desvio azimutal se manter conforme a realidade, ou seja, pelas figuras 17 e 18, percebe-se que as faces do telhado da edificação estão inclinadas a norte 0° e sul 180° , conforme rosa dos ventos, fato esse que coincide com os parâmetros reais da edificação exemplificativa. Com relação a obtenção do ângulo de inclinação do telhado, faz-se necessário a manipulação geométrica da modelagem criada com auxílio do *SketchUp*. Utilizando o comando transferidor no *SketchUp*, pode-se determinar o ângulo agudo da face desejada, que por sinal é o mesmo ângulo de inclinação do telhado. A figura 19, apresenta o processo de obtenção do ângulo de inclinação.

Figura 19: Obtenção do ângulo de inclinação do telhado com auxílio do software SketchUp



Fonte: SKETCHUP (2020)

Como é possível verificar pela figura 19, obtém-se o ângulo de inclinação do telhado por intermédio do comando transferidor e verificando o ângulo resultante no canto direito inferior da tela. Para o telhado exemplificativo em análise, o ângulo de inclinação resultou em $28,2^{\circ}$.

Portanto, no processo de obtenção dos parâmetros necessários de dimensionamento fotovoltaico deste estudo de caso, necessitou-se da utilização de softwares como AGISOFT e *SketchUp*, que auxiliam na definição da inclinação do

telhado, assim como, o desvio azimutal geográfico real.

Com relação as 5 cidades escolhidas para o estudo de caso, têm-se para o estado de Santa Catarina: Joinville, Lages, Mafra e São Francisco do Sul. Para o estado do Paraná, tem-se a cidade de Rio Negro. A seguir, será apresentado todos os parâmetros necessários para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico no simulador PVsolar.

3.4.1 Estudo de caso unidade consumidora Joinville - SC

A unidade consumidora utilizada no estudo de caso para a cidade de Joinville, fica localizada na Rua Gregorio Dunzer, Bairro: Parque Guarani. Coordenadas geográficas de latitude: -26.35724562 e longitude: -48.81778941.

- Tipo de Ligação: Bifásico;
- Inclinação do Telhado: 20°;
- Desvio Azimutal: 0°;
- Consumo médio: A tabela 06 apresenta o histórico de consumo médio considerado no dimensionamento;
- Data de instalação do sistema: outubro/2020.

Tabela 6: Consumo médio em kWh - Estudo de caso Joinville - SC

Mês/Ano	Consumo em kWh
Janeiro/2020	265
Fevereiro/2020	272
Março/2020	263
Abril/2020	251
Maio/2020	254
Junho/2020	268
Julho/2020	270
Agosto/2019	254
Setembro/2019	238
Outubro/2019	261
Novembro/2019	241
Dezembro/2019	235
Média	256

Fonte: O autor

- Área de alocação dos módulos sem fontes de sombreamento. Portanto considera-se um fator de performance de 0,82;

- Percentual de geração 115% de energia em relação ao consumo médio. A unidade consumidora tinha pretensão em um pequeno aumento no consumo de energia;
- Módulos considerados no dimensionamento: Monocristalinos 335 Wp

Após a definição de todos os parâmetros necessários para simulação do sistema fotovoltaico no software PVsolar, a figura 20 apresenta a quantidade de módulos necessários para atender 115% em relação ao consumo da unidade consumidora.

Figura 20: Dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Joinville - SC

Local de Instalação:	
Localização:	Joinville (SANTA CATARINA)
Latitude:	-26.31°
Longitude:	-48.85°
Irradiação Solar Média Diária Anual:	3.98 kWh/m ² .dia
Tipo de ligação:	Bifásico
Potência do sistema:	3.02 kW
Nº Módulos:	9 Unidades
Potência de cada módulo:	335W
Energia média gerada:	298.9 kWh
Produtividade do Sistema Fotovoltaico:	1189.65 kWh/kW
Dimensões de cada Módulo: (Comprimento x Largura)	1765 X 1048 mm
Área necessária para instalação :	16.65 m ²

Fonte: Software PVsolar (2021)

A tabela 07, apresenta à expectativa de geração extraída do simulador PVsolar, para a unidade consumidora em estudo.

**Tabela 7: Expectativa de geração em kWh -
Estudo de caso Joinville - SC**

Mês	Geração em kWh
Janeiro	347
Fevereiro	321
Março	341
Abril	304
Maio	286
Junho	240
Julho	250
Agosto	295
Setembro	255
Outubro	279
Novembro	323
Dezembro	344
Média	299

Fonte: Adaptado do Software PVsolar (2021)

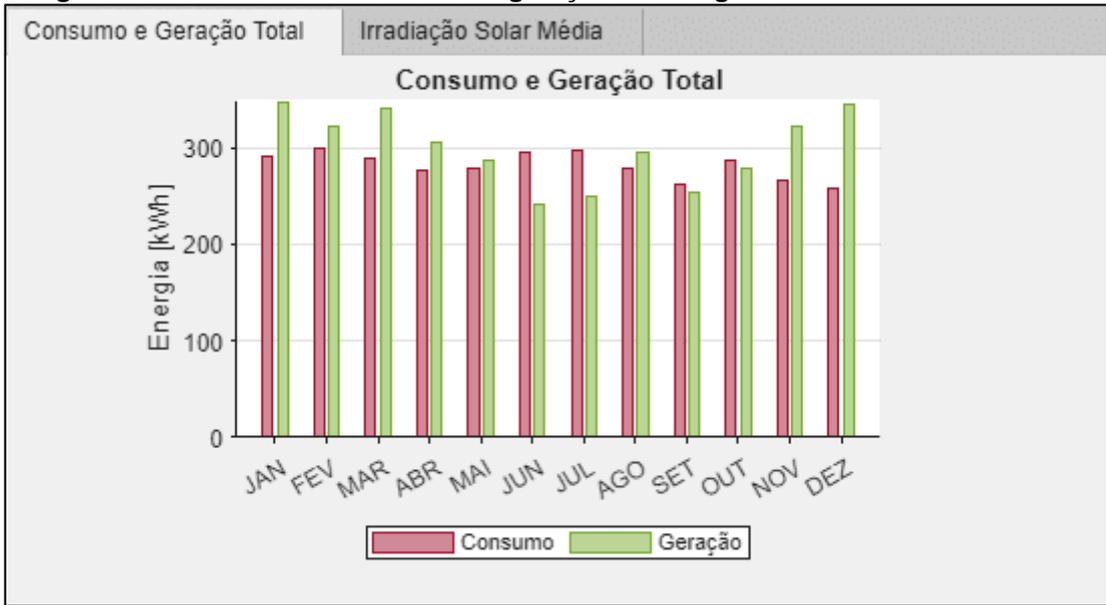
A figura 21, apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, com as informações de consumo médio, considerado no dimensionamento; à expectativa de geração de energia em kWh e por último os respectivos créditos para cada mês.

Figura 21: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Joinville - SC

Resultados para a Unidade Consumidora													
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novem...	Dezem...	Anual
Consumo [kWh]	304.75	312.80	302.45	288.65	292.10	308.20	310.50	292.10	273.70	300.15	277.15	270.25	3532.80
Geração [kWh]	347.49	321.20	341.51	304.54	286.33	240.38	250.16	294.76	254.70	278.67	323.01	344.04	3586.79
Crédito [kWh]	42.74	8.40	39.06	15.89	0	0	0	2.66	0	0	45.86	73.79	228.41

Fonte: Software PVsolar (2021)

A figura 22, também apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, sendo apresentados os dados em formato gráfico do consumo médio versus geração de energia, para o estudo de caso de Joinville-SC, visando uma melhor análise dos resultados obtidos.

Figura 22: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso

Fonte: Software PVsolar (2021)

Por fim, a figura 23 apresenta a disposição real dos módulos alocados no telhado da unidade consumidora.

Figura 23: Alocação dos módulos - Estudo de caso Joinville - SC



Fonte: O autor

3.4.2 Estudo de caso unidade consumidora Lages - SC

A unidade consumidora utilizada no estudo de caso para a cidade de Lages, fica localizada na Rua Marechal Deodoro, Bairro: Centro. Coordenadas geográficas de latitude: -27.81771725 e longitude: -50.33335375.

- Tipo de Ligação: Trifásica;
- Inclinação do Telhado: 0°;
- Desvio Azimutal: 30°;
- Consumo médio: A tabela 08 apresenta o histórico de consumo médio considerado no dimensionamento;
- Data de instalação do sistema: fevereiro/2021.

Tabela 8: Consumo médio em kWh - Estudo de caso Lages - SC

Mês/Ano	Consumo em kWh
Janeiro/2020	591
Fevereiro/2020	635
Março/2020	592
Abril/2020	467
Maió/2020	564
Junho/2020	612
Julho/2020	642
Agosto/2020	619
Setembro/2020	709
Outubro/2020	626
Novembro/2020	595
Dezembro/2020	680
Média	611

Fonte: O autor

- Área de alocação dos módulos sem fontes de sombreamento e inversor operando com 50% de sua capacidade máxima. Portanto considera-se um fator de performance em 0,84;
- Percentual de geração 165% de energia em relação ao consumo médio. A unidade consumidora tinha pretensão em aumento de consumo de energia;
- Módulos considerados no dimensionamento: Monocristalinos 410 Wp.

Após a definição de todos os parâmetros necessários para simulação do sistema fotovoltaico no software PVsolar, a figura 24 apresenta a quantidade de módulos necessários, para gerar 165% de energia em relação ao consumo médio da unidade consumidora.

Figura 24: Dimensionamento - Estudo de caso Lages - SC

Local de Instalação:	
Localização:	Lages (SANTA CATARINA)
Latitude:	-27.82°
Longitude:	-50.33°
Irradiação Solar Média Diária Anual:	4 kWh/m ² .dia
Tipo de ligação:	Trifásico
Potência do sistema:	9.84 kW
Nº Módulos:	24 Unidades
Potência de cada módulo:	410W
Energia média gerada:	1005.33 kWh
Produtividade do Sistema Fotovoltaico:	1226.01 kWh/kW
Dimensões de cada Módulo: (Comprimento x Largura)	2015 X 996 mm
Área necessária para instalação :	48 m ²

Fonte: Software PVsolar (2021)

A tabela 09, apresenta à expectativa de geração extraída do simulador PVsolar, para a unidade consumidora em estudo.

Tabela 9: Expectativa de geração em kWh- Estudo de caso Lages - SC

Mês	Geração em kWh
Janeiro	1181
Fevereiro	1087
Março	1125
Abril	990
Maio	854
Junho	743
Julho	830
Agosto	1003
Setembro	900
Outubro	1002
Novembro	1147
Dezembro	1202
Média	1005

Fonte: Adaptado do Software PVsolar (2021)

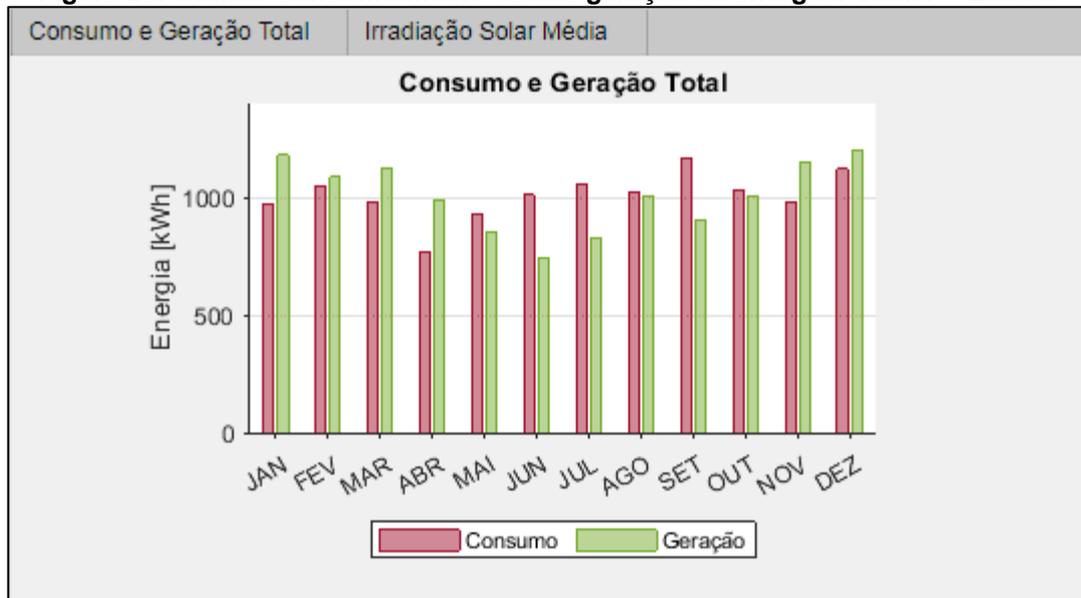
A figura 25, apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, com as informações de consumo médio, considerado no dimensionamento; à expectativa de geração de energia em kWh e por último os respectivos créditos para cada mês.

Figura 25: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Lages - SC

Resultados para a Unidade Consumidora													
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novem...	Dezem...	Anual
Consumo [kWh]	975.15	1047.75	976.80	770.55	930.60	1009.80	1059.30	1021.35	1169.85	1032.90	981.75	1122.00	12097.80
Geração [kWh]	1180.98	1087.06	1125.38	990.14	854.03	742.91	830.20	1002.64	899.63	1001.62	1147.10	1202.25	12063.92
Crédito [kWh]	205.83	39.31	148.58	219.59	0	0	0	0	0	0	165.35	80.25	858.90

Fonte: Software PVsolar (2021)

A figura 26, também apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, sendo apresentados os dados em formato gráfico do consumo médio versus geração de energia, para o estudo de caso de Lages-SC, visando uma melhor análise dos resultados obtidos.

Figura 26: Gráfico Consumo médio versus geração de energia PVsolar – Estudo

Fonte: Software PVsolar (2021)

Por fim, a figura 27 apresenta a disposição real dos módulos alocados no telhado da unidade consumidora.

Figura 27: Alocação dos módulos - Estudo de caso Lages - SC



Fonte: O autor

3.4.3 Estudo de caso unidade consumidora Mafra - SC

A unidade consumidora utilizada no estudo de caso para a cidade de Mafra, fica localizada na Rua Annes Gualberto, Bairro: Vila Ferroviária. Coordenadas geográficas de latitude: -26.12394997 e longitude: -49.80048816.

- Tipo de Ligação: Monofásico;
- Inclinação do Telhado: 15°;
- Desvio Azimutal: 0°;
- Consumo médio: Por se tratar de uma casa em construção, para o dimensionamento do sistema não houve um histórico de consumo que pudesse ser utilizado como parâmetro. O proprietário da unidade consumidora estimou um consumo médio em 350 kWh/mês;
- Data de instalação do sistema: março/2019.

- Área de alocação dos módulos com uma pequena fonte de sombreamento advinda da caixa d'água. Portanto considera-se um fator de performance em 0,80;
- Percentual de geração 100% em relação ao consumo médio estimado;
- Módulos considerados no dimensionamento: Monocristalinos 330 Wp.

Após a definição de todos os parâmetros necessários para simulação do sistema fotovoltaico no software PVsolar, a figura 28 apresenta a quantidade de módulos necessária para gerar 100% em relação ao consumo de energia da unidade consumidora.

Figura 28: Dimensionamento - Estudo de caso Mafra - SC

Local de Instalação:	
Localização:	Mafra (SANTA CATARINA)
Latitude:	-26.12°
Longitude:	-49.81°
Irradiação Solar Média Diária Anual:	4.57 kWh/m².dia
Tipo de ligação:	Monofásico
Potência do sistema:	3.3 kW
Nº Módulos:	10 Unidades
Potência de cada modulo:	330W
Energia média gerada:	366.87 kWh
Produtividade do Sistema Fotovoltaico:	1334.06 kWh/kW
Dimensões de cada Módulo: (Comprimento x Largura)	1765 X1048 mm
Área necessária para instalação :	18.5 m²

Fonte: Software PVsolar (2021)

A tabela 10, apresenta à expectativa de geração extraída do simulador PVsolar, para a unidade consumidora em estudo.

**Tabela 10: Expectativa de geração em kWh -
Estudo de caso Mafra - SC**

Mês	Geração em kWh
Janeiro	423
Fevereiro	383
Março	411
Abril	352
Mai	314
Junho	274
Julho	308
Agosto	393
Setembro	342
Outubro	373
Novembro	403
Dezembro	426
Média	367

Fonte: Adaptado do Software PVsolar (2021)

A figura 29, apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, com as informações de consumo médio, considerado no dimensionamento; à expectativa de geração de energia em kWh e por último os respectivos créditos para cada mês.

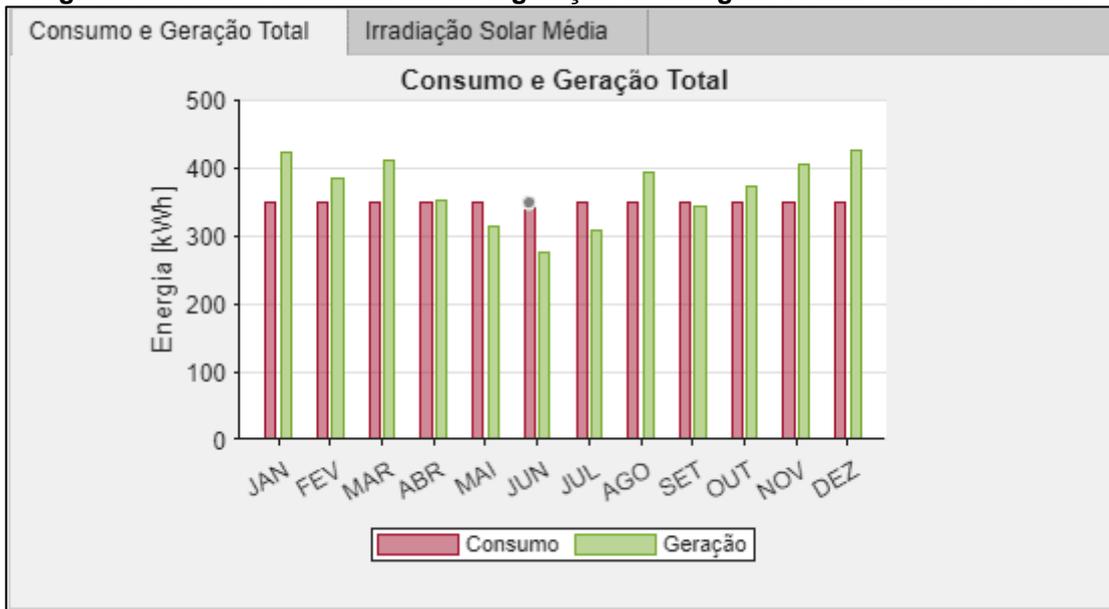
Figura 29: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Mafra - SC

Resultados para a Unidade Consumidora													
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novem...	Dezem...	Anual
Consumo [kWh]	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	4200.00
Geração [kWh]	422.87	383.28	411.49	351.57	314.10	273.95	307.64	393.32	341.91	372.70	403.52	426.06	4402.41
Crédito [kWh]	72.87	33.28	61.49	1.57	0	0	0	43.32	0	22.70	53.52	76.06	364.81

Fonte: Software PVsolar (2021)

A figura 30, também apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, sendo apresentados os dados em formato gráfico do consumo médio versus geração de energia, para o estudo de caso de Mafra-SC, visando uma melhor análise dos resultados obtidos.

Figura 30: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso



Fonte: Software PVsolar (2021)

Por fim, a figura 31 apresenta a disposição real dos módulos alocados no telhado da unidade consumidora.

Figura 31: Alocação dos módulos - Estudo de caso Mafra - SC



Fonte: O autor

3.4.4 Estudo de caso unidade consumidora Rio Negro - PR

A unidade consumidora utilizada no estudo de caso para a cidade de Rio Negro, fica localizada na rua Mario C. Lauer, Bairro: Bom Jesus. Coordenadas geográficas de latitude: -26.09147372 e longitude: -49.78325366.

- Tipo de Ligação: Bifásico;
- Inclinação do Telhado: 20°;
- Desvio Azimutal: 60°;
- Consumo médio: A tabela 11 apresenta o histórico de consumo médio considerado no dimensionamento;
- Data de instalação do sistema: maio/2020.

Tabela 11: Consumo médio em kWh - Estudo de caso Rio Negro - PR

Mês	Consumo em kWh
Janeiro/2020	290
Fevereiro/2020	300
Março/2020	270
Abril/2020	280
Maio/2019	340
Junho/2019	240
Julho/2019	230
Agosto/2019	240
Setembro/2019	270
Outubro/2019	270
Novembro/2019	270
Dezembro/2019	280
Média	273

Fonte: O autor

- Área de alocação dos módulos sem fontes de sombreamento. Portanto considera-se um fator de performance de 0,82;
- Percentual de geração 145% de energia em relação ao consumo médio. A unidade consumidora tinha pretensão em aumento de consumo de energia;
- Módulos considerados no dimensionamento: Monocristalinos 335 Wp.

Após a definição de todos os parâmetros necessários para simulação do sistema fotovoltaico no software PVsolar, a figura 32 apresenta a quantidade de

módulos necessários para gerar 145% em relação ao consumo de energia da unidade consumidora.

Figura 32: Dimensionamento - Estudo de caso Rio Negro - PR

Local de Instalação:	
Localização:	Rio Negro (PARANÁ)
Latitude:	-26.1°
Longitude:	-49.8°
Irradiação Solar Média Diária Anual:	3.91 kWh/m ² .dia
Tipo de ligação:	Bifásico
Potência do sistema:	4.02 kW
Nº Módulos:	12 Unidades
Potência de cada módulo:	335W
Energia média gerada:	391.51 kWh
Produtividade do Sistema Fotovoltaico:	1168.68 kWh/kW
Dimensões de cada Módulo: (Comprimento x Largura)	1765 X 1048 mm
Área necessária para instalação :	22.2 m ²

Fonte: Software PVsolar (2021)

A tabela 12, apresenta à expectativa de geração extraída do simulador PVsolar, para a unidade consumidora em estudo.

**Tabela 12: Expectativa de geração em kWh -
Estudo de caso Rio Negro - PR**

Mês	Geração em kWh
Janeiro	449
Fevereiro	407
Março	438
Abril	378
Maio	337
Junho	295
Julho	332
Agosto	419
Setembro	363
Outubro	396
Novembro	429
Dezembro	454
Média	391

Fonte: Adaptado do Software PVsolar (2021)

A figura 33, apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, com as informações de consumo médio, considerado no dimensionamento;

à expectativa de geração de energia em kWh e por último os respectivos créditos para cada mês.

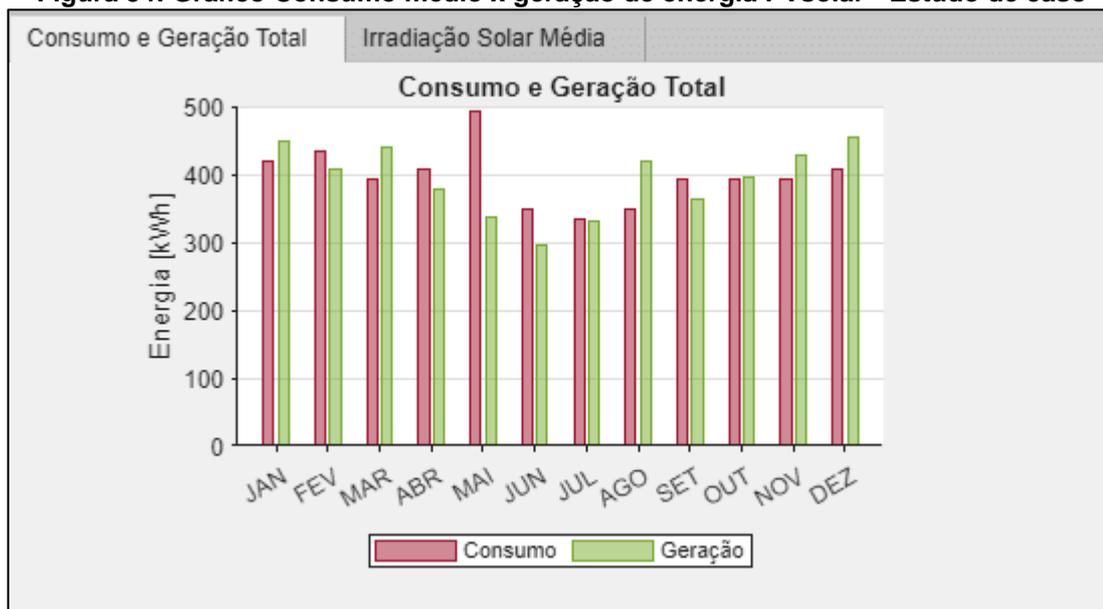
Figura 33: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso Rio Negro – PR

Resultados para a Unidade Consumidora													
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novem...	Dezem...	Anual
Consumo [kWh]	420.50	435.00	391.50	406.00	493.00	348.00	333.50	348.00	391.50	391.50	391.50	406.00	4756.00
Geração [kWh]	449.12	407.41	438.29	377.67	337.32	294.90	332.01	419.28	363.13	396.08	429.39	453.51	4698.11
Crédito [kWh]	28.62	0	46.79	0	0	0	0	71.28	0	4.58	37.89	47.51	236.67

Fonte: Software PVsolar (2021)

A figura 34, também apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, sendo apresentados os dados em formato gráfico do consumo médio versus geração de energia, para o estudo de caso de Rio Negro-PR, visando uma melhor análise dos resultados obtidos.

Figura 34: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso



Fonte: Software PVsolar (2021)

Por fim, a figura 35 apresenta a disposição real dos módulos alocados no telhado da unidade consumidora.

Figura 35: Alocação dos módulos - Estudo de caso Rio Negro - PR



Fonte: O autor

3.4.5 Estudo de caso unidade consumidora São Francisco do Sul - SC

A unidade consumidora utilizada no estudo de caso para a cidade de São Francisco do Sul, fica localizada na rua Navegantes, Bairro: Ubatuba. Coordenadas geográficas de latitude: -26.22648802 e longitude: -48.52506450.

- Tipo de Ligação: Trifásico;
- Inclinação do Telhado: 20°;
- Desvio Azimutal: 0°;
- Consumo médio: A tabela 13 apresenta o histórico de consumo médio considerado no dimensionamento;
- Data de instalação do sistema: janeiro/2021.

Tabela 13: Consumo médio em em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC

Mês	Consumo em kWh
Janeiro/2020	450
Fevereiro/2020	430
Março/2020	370
Abril/2020	270
Maio/2020	240
Junho/2020	280
Julho/2020	360
Agosto/2020	300
Setembro/2020	380
Outubro/2019	360
Novembro/2019	340
Dezembro/2019	300
Média	340

Fonte: O autor

- Área de alocação dos módulos sem fontes de sombreamento. Portanto considera-se um fator de performance de 0,83;
- Percentual de geração 145% do consumo médio. A unidade consumidora tinha pretensão em aumento de consumo de energia;
- Módulos considerados no dimensionamento: Monocristalinos 360 Wp.

Após a definição de todos os parâmetros necessários para simulação do sistema fotovoltaico no software PVsolar, a figura 36 apresenta a quantidade de módulos necessários para gerar 145% de energia em relação ao consumo de energia da unidade consumidora.

Figura 36: Dimensionamento - Estudo de caso São Francisco do Sul

Local de Instalação:	
Localização:	São Francisco do Sul (SANT...
Latitude:	-26.26°
Longitude:	-48.63°
Irradiação Solar Média Diária Anual:	4.11 kWh/m ² .dia
Tipo de ligação:	Trifásico
Potência do sistema:	4.68 kW
Nº Módulos:	13 Unidades
Potência de cada modulo:	360W
Energia média gerada:	486.73 kWh
Produtividade do Sistema Fotovoltaico:	1248.04 kWh/kW
Dimensões de cada Módulo: (Comprimento x Largura)	2000 X 992 mm
Área necessária para instalação :	25.74 m ²

Fonte: Software PVsolar (2021)

A tabela 14, apresenta à expectativa de geração extraída do simulador PVsolar, para a unidade consumidora em estudo.

**Tabela 14: Expectativa de geração em kWh -
Estudo de caso São Francisco do Sul**

Mês	Geração em kWh
Janeiro	572
Fevereiro	538
Março	565
Abril	499
Mai	463
Junho	380
Julho	393
Agosto	461
Setembro	411
Outubro	462
Novembro	526
Dezembro	572
Média	487

Fonte: Adaptado do Software PVsolar (2021)

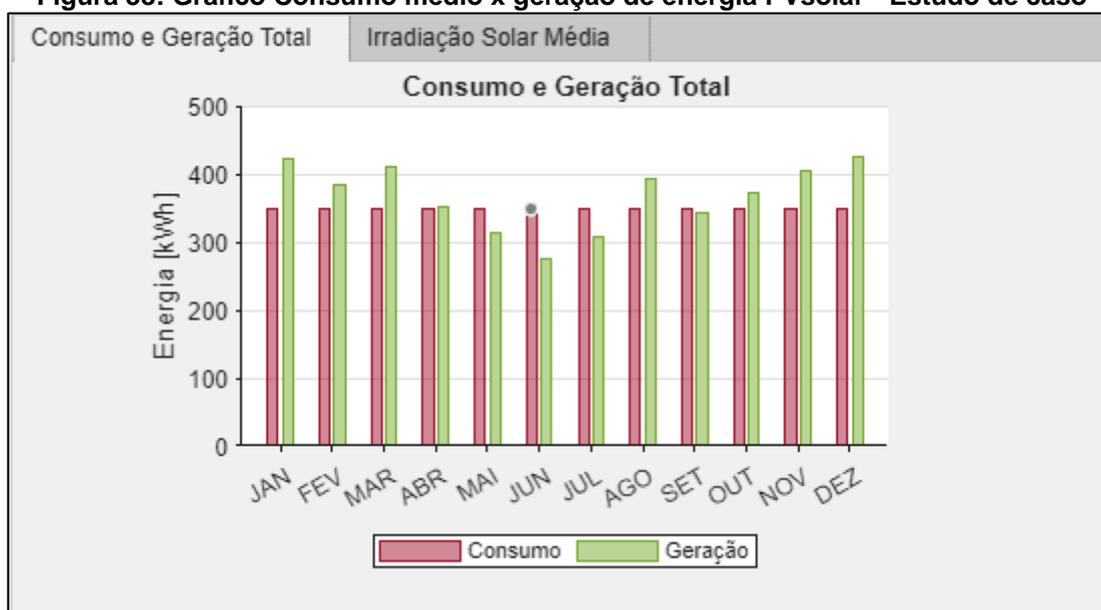
A figura 37, apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, com as informações de consumo médio, considerado no dimensionamento; à expectativa de geração de energia em kWh e por último os respectivos créditos para cada mês.

Figura 37: Resultados dimensionamento PVsolar - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC

Resultados para a Unidade Consumidora													
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novem...	Dezem...	Anual
Consumo [kWh]	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	4200.00
Geração [kWh]	422.87	383.28	411.49	351.57	314.10	273.95	307.64	393.32	341.91	372.70	403.52	426.06	4402.41
Crédito [kWh]	72.87	33.28	61.49	1.57	0	0	0	43.32	0	22.70	53.52	76.06	364.81

Fonte: Software PVsolar (2021)

A figura 38, também apresenta um recorte da janela “RESULTADOS” do simulador PVsolar, sendo apresentados os dados em formato gráfico do consumo médio versus geração de energia, para o estudo de caso de São Francisco do Sul-SC, visando uma melhor análise dos resultados obtidos.

Figura 38: Gráfico Consumo médio x geração de energia PVsolar - Estudo de caso

Fonte: Software PVsolar (2021)

Por fim, a figura 39 apresenta a disposição real dos módulos alocados no telhado da unidade consumidora.

Figura 39: Alocação dos módulos - Estudo de caso São Francisco do Sul

Fonte: O autor

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com o objetivo de verificar se os dados de saída do simulador PVsolar estão de acordo com a realidade dos softwares comumente utilizados por especialistas para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, realizou-se a simulação dos 5 sistemas utilizados em estudo de caso, em outros dois simuladores fotovoltaicos. Os softwares escolhidos para a simulação foram o PVsyst e PVsol.

Além da comparação entre o simulador desenvolvido neste trabalho e simuladores renomados do setor fotovoltaico, para cada sistema utilizado em estudo de caso, realizou-se também, uma comparação entre os dados de expectativa de geração mensal, obtidos com auxílio do simulador desenvolvido neste trabalho e os dados reais de geração fotovoltaica, sendo disponibilizados nas plataformas de monitoramento de cada inversor. Como dito anteriormente, os inversores fotovoltaicos possuem um dispositivo datalogger, que se trata de um mecanismo eletrônico registrador de dados. Esses dispositivos, registram por exemplo a energia gerada

instantaneamente ou ao longo de um período, assim como, a tensão instantânea em cada entrada do inversor, dado esse que é tido relevante, visto que, pode-se constatar o regular funcionamento do sistema fotovoltaico.

Em anexo B deste trabalho, constam os relatórios de cada simulação nos softwares PVsyst e PVsol, realizada para cada sistema fotovoltaico utilizados em estudo de caso.

4.1 Comparativo entre dados simulados no PVsolar e demais softwares simuladores.

Uma vez dimensionado todos os sistemas fotovoltaicos em estudo de caso para as cidades de Joinville, Lages, Mafra, São Francisco do Sul todas no estado de Santa Catarina e Rio Negro no estado do Paraná, realizou-se as simulações nos softwares PVsyst e PVsolar, com objetivo de comparar as expectativas de geração obtidas nesses softwares com os dados obtidos no simulador PVsolar, validando assim a ferramenta de simulação desenvolvida neste trabalho.

4.1.1 Simulação estudo de caso – Joinville - SC

A tabela 15 a seguir, apresenta na primeira coluna os dados obtidos no simulador fotovoltaico desenvolvido neste estudo, a segunda e terceira coluna da tabela, tratam-se dos dados de expectativa de geração obtidas nos demais simuladores. Os dados de energia em kWh obtidos pelo PVsyst e PVsol, são comparados com o simulador PVsolar, com os percentuais de variação entre cada mês do ano, assim como, a variação total, que se trata do somatório da expectativa de energia gerada em cada mês de cada simulador, sendo realizada a relação $\frac{PVsyst}{PVsolar}$ e $\frac{PVsol}{PVsolar}$, obtendo assim, o percentual de variação total.

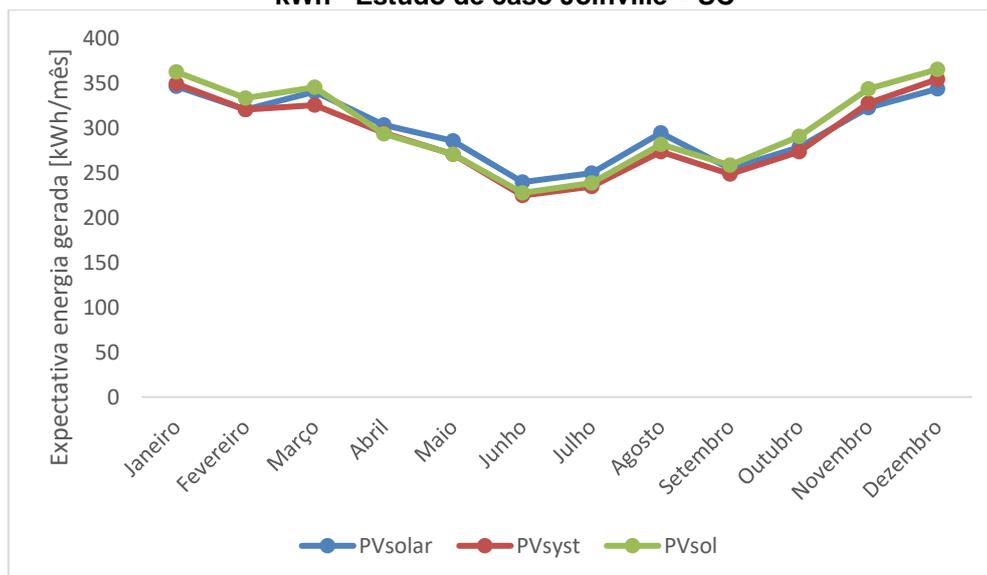
Tabela 15: Comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Joinville - SC

Comparativo Simuladores - Estudo de caso Joinville - SC						
	PVsolar		PVsyst		PVsol	
Mês	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %	Energia [kWh]	Percentual %	
Janeiro	347	350	0,9	363	4,6	
Fevereiro	321	321	0,0	334	4,0	
Março	341	326	-4,4	346	1,5	
Abril	304	295	-3,0	294	-3,3	
Maio	286	271	-5,2	271	-5,2	
Junho	240	225	-6,3	228	-5,0	
Julho	250	235	-6,0	239	-4,4	
Agosto	295	274	-7,1	282	-4,4	
Setembro	255	249	-2,4	259	1,6	
Outubro	279	274	-1,8	291	4,3	
Novembro	323	328	1,5	344	6,5	
Dezembro	344	355	3,2	366	6,4	
Total	3585	3503	-2,3	3617	0,9	

Fonte: O autor

A figura 40, apresenta os dados da tabela 15 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 40: Gráfico comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Joinville – SC



Fonte: O autor

Analisando as informações contidas na tabela 15 e no gráfico da figura 40, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, tem maior aproximação com o simulador PVsol, com a variação anual sendo 0,9% em relação ao simulador PVsolar e variação máxima de 6,5% no mês de novembro, enquanto o simulador PVsyst possui uma variação anual de -2,3% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de -7,1% no mês de agosto. Pela o gráfico da figura 40, percebe-se um padrão no formato das curvas para os três simuladores.

4.1.2 Simulação estudo de caso – Lages – SC

A tabela 16 a seguir, apresenta na primeira coluna os dados obtidos no simulador fotovoltaico desenvolvido neste estudo, a segunda e terceira coluna da tabela, tratam-se dos dados de expectativa de geração obtidas dos demais simuladores. Os dados de energia em kWh obtidos pelo PVsyst e PVsol, são comparados com o simulador PVsolar, com os percentuais de variação entre cada mês do ano, assim como, a variação total, que se trata do somatório da expectativa de energia gerada em cada mês de cada simulador, sendo realizada a relação $\frac{PVsyst}{PVsolar}$ e $\frac{PVsol}{PVsolar}$, obtendo assim, o percentual de variação total.

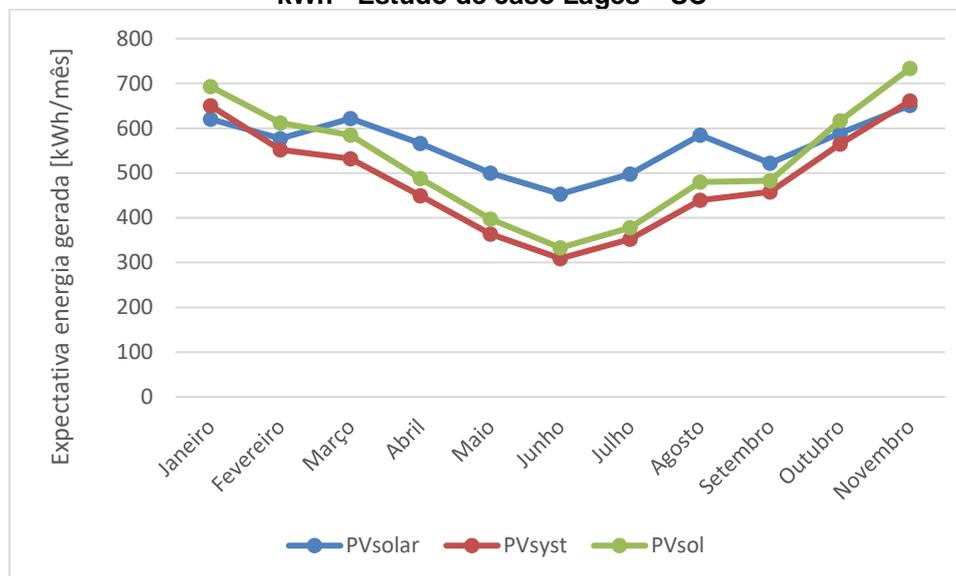
Tabela 16: Comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Lages - SC

Comparativo Simuladores - Estudo de caso Lages – SC						
	PVsolar		PVsyst		PVsol	
Mês	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %	Energia [kWh]	Percentual %	
Janeiro	1181	1442	22,1	1334	13,0	
Fevereiro	1087	1260	15,9	1169	7,5	
Março	1125	1184	5,2	1131	0,5	
Abril	990	943	-4,7	925	-6,6	
Maio	854	749	-12,3	759	-11,1	
Junho	743	614	-17,4	655	-11,8	
Julho	830	708	-14,7	739	-11,0	
Agosto	1003	927	-7,6	920	-8,3	
Setembro	900	937	4,1	909	1,0	
Outubro	1002	1138	13,6	1098	9,6	
Novembro	1147	1404	22,4	1306	13,9	
Dezembro	1202	1510	25,6	1410	17,3	
Total	12064	12816	6,2	12355	2,4	

Fonte: O autor

A figura 41, apresenta os dados da tabela 16 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 41: Gráfico comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Lages – SC



Fonte: O autor

Analisando as informações contidas na tabela 16 e no gráfico da figura 41, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, tem maior aproximação com o simulador PVsol, com a variação anual sendo 2,4% em relação ao simulador PVsolar e variação máxima de 17,3% no mês de dezembro, enquanto o simulador PVsyst possui uma variação anual de 6,2% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de 25,6% no mês de dezembro. Pela o gráfico da figura 41, percebe-se um padrão no formato das curvas para os três simuladores.

4.1.3 Simulação estudo de caso – Mafra – SC

A tabela 17 a seguir, apresenta na primeira coluna os dados obtidos no simulador fotovoltaico desenvolvido neste estudo, a segunda e terceira coluna da tabela, tratam-se dos dados de expectativa de geração obtidas dos demais simuladores. Os dados de energia em kWh obtidos pelo PVsyst e PVsol, são comparados com o simulador PVsolar, com os percentuais de variação entre cada mês do ano, assim como, a variação total, que se trata do somatório da expectativa

de energia gerada em cada mês de cada simulador, sendo realizada a relação $\frac{PV_{syst}}{PV_{solar}}$ e $\frac{PV_{sol}}{PV_{solar}}$, obtendo assim, o percentual de variação total.

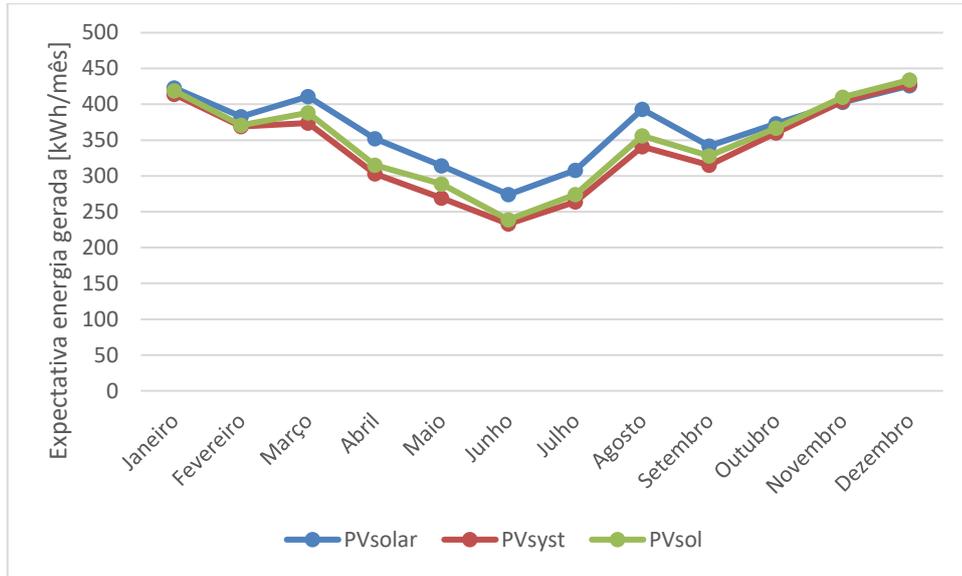
Tabela 17: Comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Mafra - SC

Comparativo Simuladores - Estudo de caso Mafra – SC					
PVsolar		PVsyst		PVsol	
Mês	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %	Energia [kWh]	Percentual %
Janeiro	423	414	-2,1	419	-0,9
Fevereiro	383	369	-3,7	371	-3,1
Março	411	374	-9,0	388	-5,6
Abril	352	303	-13,9	315	-10,5
Maio	314	269	-14,3	289	-8,0
Junho	274	233	-15,0	239	-12,8
Julho	308	264	-14,3	274	-11,0
Agosto	393	341	-13,2	356	-9,4
Setembro	342	315	-7,9	328	-4,1
Outubro	373	360	-3,5	367	-1,6
Novembro	403	404	0,2	410	1,7
Dezembro	426	428	0,5	434	1,9
Total	4402	4074	-7,5	4190	-4,8

Fonte: O autor

A figura 42, apresenta os dados da tabela 17 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 42: Gráfico comparativo da expectativa de energia gerada em kWh - Estudo de caso Mafra – SC



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 17 e no gráfico da figura 42, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, tem maior aproximação com o simulador PVsol, com a variação anual sendo -4,8% em relação ao simulador PVsolar e variação máxima de -12,8% no mês de junho, enquanto o simulador PVsyst possui uma variação anual de -7,5% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de -15,0% também no mês de junho. Pelo gráfico da figura 42, percebe-se um padrão no formato das curvas para os três simuladores.

4.1.4 Simulação estudo de caso – Rio Negro – PR

A tabela 18 a seguir, apresenta na primeira coluna os dados obtidos no simulador fotovoltaico desenvolvido neste estudo, a segunda e terceira coluna da tabela, tratam-se dos dados de expectativa de geração obtidas dos demais simuladores. Os dados de energia em kWh obtidos pelo PVsyst e PVsol, são comparados com o simulador PVsolar, com os percentuais de variação entre cada mês do ano, assim como, a variação total, que se trata do somatório da expectativa de energia gerada em cada mês de cada simulador, sendo realizada a relação $\frac{PVsyst}{PVsolar}$ e $\frac{PVsol}{PVsolar}$, obtendo assim, o percentual de variação total.

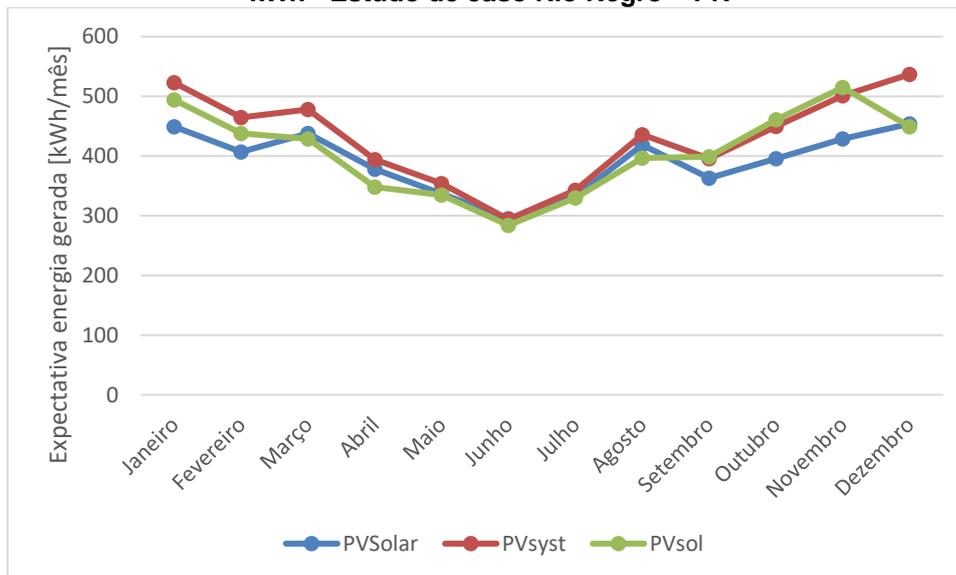
Tabela 18: Comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso Rio Negro - PR

Comparativo Simuladores - Estudo de caso Rio Negro - PR					
PVsolar		PVsyst		PVsol	
Mês	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %	Energia [kWh]	Percentual %
Janeiro	449	523	16,5	494	10,0
Fevereiro	407	465	14,3	438	7,6
Março	438	478	9,1	429	-2,1
Abril	378	394	4,2	348	-7,9
Maio	337	354	5,0	335	-0,6
Junho	295	294	-0,3	284	-3,7
Julho	332	343	3,3	330	-0,6
Agosto	419	436	4,1	397	-5,3
Setembro	363	396	9,1	399	9,9
Outubro	396	450	13,6	461	16,4
Novembro	429	501	16,8	515	20,0
Dezembro	454	537	18,3	449	-1,1
Total	4697	5171	10,1	4879	3,9

Fonte: O autor

A figura 43, apresenta os dados da tabela 18 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 43: Gráfico comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso Rio Negro – PR



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 18 e no gráfico da figura 43, percebe-se que o simulador proposto, PVSolar, tem maior aproximação com o simulador PVsol, com a variação anual sendo 3,9% em relação ao simulador PVSolar e variação máxima de 20,0% no mês de novembro, enquanto o simulador PVsyst possui uma variação anual de 10,1 % em relação ao simulador PVSolar, e variação máxima de 18,3% no mês de dezembro. Pela o gráfico da figura 43, percebe-se um padrão no formato das curvas para os três simuladores.

4.1.5 Simulação estudo de caso – São Francisco do Sul – SC

A tabela 19 a seguir, apresenta na primeira coluna os dados obtidos no simulador fotovoltaico desenvolvido neste estudo, a segunda e terceira coluna da tabela, tratam-se dos dados da expectativa de geração obtidas dos demais simuladores. Os dados de energia em kWh obtidos pelo PVsyst e PVsol, são comparados com o simulador PVSolar, com os percentuais de variação entre cada mês do ano, assim como, a variação total, que se trata do somatório da expectativa de energia gerada em cada mês de cada simulador, sendo realizada a relação $\frac{PVsyst}{PVSolar}$ e $\frac{PVsol}{PVSolar}$, obtendo assim, o percentual de variação total.

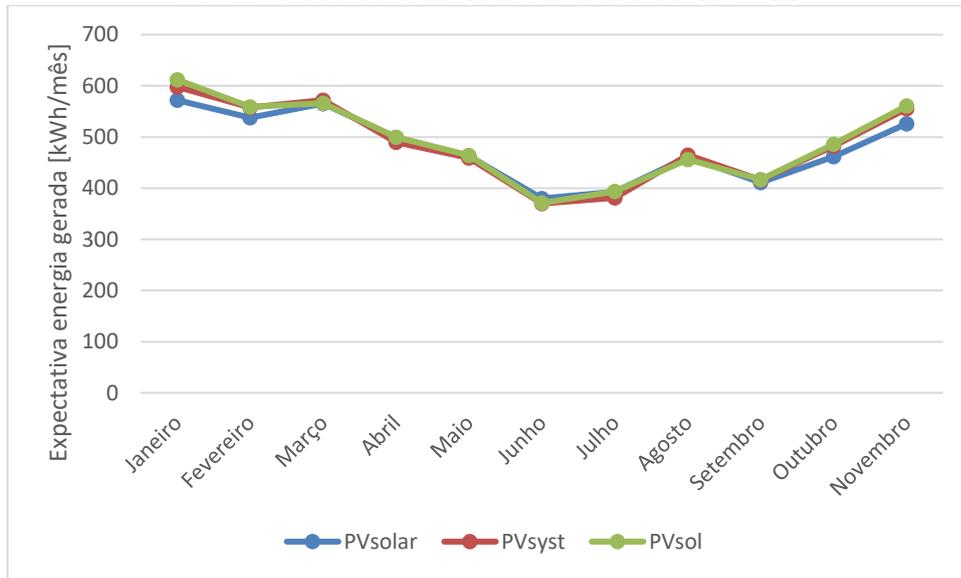
Tabela 19: Comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC

Comparativo Simuladores - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC					
PVsolar		PVsyst		PVsol	
Mês	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %	Energia [kWh]	Percentual %
Janeiro	572	598	4,5	612	7,0
Fevereiro	538	558	3,7	559	3,9
Março	565	572	1,2	566	0,2
Abril	499	490	-1,8	500	0,2
Maio	463	459	-0,9	464	0,2
Junho	380	370	-2,6	371	-2,4
Julho	393	381	-3,1	394	0,3
Agosto	461	465	0,9	456	-1,1
Setembro	411	416	1,2	417	1,5
Outubro	462	482	4,3	486	5,2
Novembro	526	555	5,5	561	6,7
Dezembro	572	607	6,1	613	7,2
Total	5842	5953	1,9	5999	2,7

Fonte: O autor

A figura 44, apresenta os dados da tabela 19 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 44: Gráfico comparativo da expectativa de geração de energia em kWh - Estudo de caso São Francisco do Sul – SC



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 19 e no gráfico da figura 44, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, tem maior aproximação com o simulador PVsyst, com a variação anual sendo 1,9% em relação ao simulador PVsolar e variação máxima de 6,1% no mês de dezembro, enquanto o simulador PVsol possui uma variação anual de 2,7% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de 7,2% no também no mês de dezembro. Pela o gráfico da figura 44, percebe-se um padrão no formato das curvas para os três simuladores. Dada a proximidade nas variações entre os simuladores PVsyst e PVsol em relação ao simulador PVsolar, desenvolvido neste trabalho, pode-se afirmar que ambos simuladores, PVsyst e PVsol, possuem dados de expectativa de geração iguais, visto que, para o somatório da expectativa de geração entre janeiro a dezembro, tem-se 5953 kWh/ano e 5999 kWh/ano, respectivamente. Esses dados de expectativa de geração para os simuladores PVsyst e PVsol, sendo diluídos ao longo dos meses, possuem uma média de geração em 496 kWh/mês, para à expectativa de geração obtida do PVsyst e 499 kWh/mês, para à expectativa de geração obtida do PVsol, isso representa uma diferença em 3 kWh/mês, fato esse que demonstra a proximidade entre as expectativas de geração para os simuladores PVsyst e PVsol.

De modo geral, após a apresentação de todos os dados de expectativas de geração obtidas pelo simulador PVsolar e posteriormente sendo comparadas com simuladores de renome internacional, como PVsyst e PVsol, constata-se que o

simulador proposto nesse estudo, está de acordo com esses simuladores, aproximando-se mais do simulador PVsol, mas não se distanciando do software PVsyst. Percebe-se também, que as perdas por variação nos ângulos de desvio e inclinação dos telhados, estão sendo consideradas, dado aos indicadores percentuais entre os simuladores PVsyst e PVsol em relação ao PVsolar.

4.2 Análise entre a expectativa de energia obtida com PVsolar e dados de medições reais

Ainda com o objetivo de validar as funcionalidades do simulador proposto neste trabalho, esta etapa consiste em comparar os dados da expectativa de geração mensal obtidas com o simulador PVsolar e os dados reais de medição dos 5 sistemas fotovoltaicos, utilizados em estudo de caso. Como dito anteriormente, as medições reais dos sistemas, são obtidas através de dispositivos datalogger's incorporados nos inversores, dispositivos esses que possuem comunicação tanto ethernet como Wifi, registrando todos os dados medidos instantaneamente ou em períodos, ficando disponíveis na nuvem de cada plataforma de monitoramento do respectivo fabricante do inversor. A seguir, serão apresentados as tabelas e os gráficos comparativos para cada sistema fotovoltaico dimensionado em estudo de caso.

Vale ressaltar, que os dados disponibilizados pelo simulador PVsolar e qualquer outro simulador, se trata de expectativas, sem hajam garantias concretas, que os dados reais possam ser exatamente conforme os dados expectados, podendo se distanciar tanto para valores acima ou abaixo dos valores obtidos via simuladores.

Vários são os fatores que distanciam os valores reais de energia gerada de dados expectados via simulador, alguns deles são fenômenos naturais como demasiadas precipitações chuvosas, ocasionando assim, formação de significativos volumes de nuvens, trazendo como consequência a redução da incidência de radiação solar nos módulos fotovoltaicos. Outro fator que pode ocasionar diferenças nos dados reais de medição com os dados expectados é a falta de manutenção ao longo do tempo nos módulos fotovoltaicos, visto que, a depender da camada de sujidade acumulada, ocorre o surgimento de crostas nas faces dos módulos e consequentemente reduzindo a absorção de radiação solar. Um outro fator relevante é o fato da degradação anual dos módulos fotovoltaicos, sabendo que os fabricantes garantem que em até 25 anos, os módulos irão gerar até 80% da potência nominal,

logo, tem-se uma degradação anual para os módulos em 0,8%, crescendo de forma linear a cada ano, somando em 25 anos um total de 20% em perdas por degradação, reduzindo assim, mesmo que de forma pequena, a absorção de radiação solar por módulos fotovoltaicos.

Em anexo C deste trabalho, constam os dados gráficos de monitoramento, extraídos das plataformas dos fabricantes de cada inversor utilizado nos sistemas fotovoltaicos em estudo de caso. Esses dados são utilizados a seguir na comparação entre a energia gerada real e à expectativa de geração de energia disponibilizada via simulador fotovoltaico, PVsolar.

4.2.1 Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Joinville - SC

Na tabela 20 a seguir, é apresentado na primeira coluna os dados da expectativa de geração obtida com auxílio do simulador PVsolar, na segunda coluna é apresentado os dados de energia gerada em kWh do sistema fotovoltaico instalado na cidade de Joinville. Ainda na tabela 20, existe um percentual que relaciona a energia gerada real com à expectativa de geração do simulador. Esse percentual é tido como fundamental, visto que, evidenciará o quão distante estão os dados de medições reais dos dados obtidos via simulador. Para uma melhor análise, os dados estão apresentados em um período de um ano, iniciando em novembro de 2020 e finalizando em outubro de 2021.

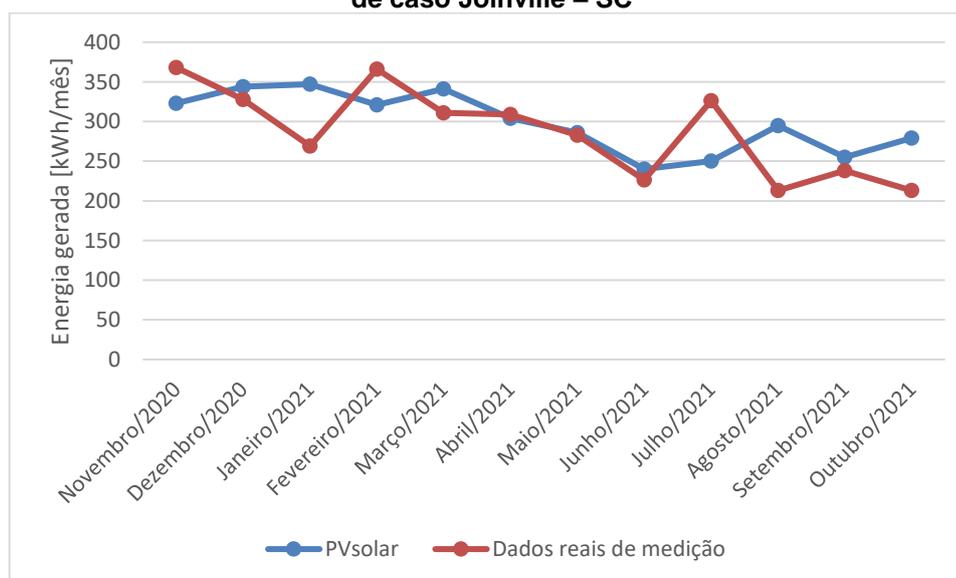
Tabela 20: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Joinville - SC

Comparativo energia gerada - Estudo de caso Joinville - SC			
PVsolar		Dados reais de medição	
Mês/Ano	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %
Nov/20	323	368	13,9
Dez/20	344	328	-4,7
Jan/21	347	269	-22,5
Fev/21	321	366	14,0
Mar/21	341	311	-8,8
Abr/21	304	309	1,6
Mai/21	286	283	-1,1
Jun/21	240	226	-5,7
Jul/21	250	326	30,4
Ago/21	295	213	-27,8
Set/21	255	238	-6,7
Out/21	279	213	-23,7
Total	3585	3450	-3,8

Fonte: O autor

A figura 45, apresenta os dados da tabela 20 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 45: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Joinville – SC



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 20 e no gráfico da figura 45, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, possui uma aproximação com os

dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com a variação anual sendo -3,8% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de 30,4% no mês de julho. Pelo gráfico da figura 45, percebe-se um padrão entre os dados da expectativa de geração obtidas com auxílio do simulador PVsolar e os dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com exceção aos meses onde houve uma variação acentuada. Com relação aos meses onde os dados de geração reais foram bem abaixo dos valores simulados, como é o caso dos meses de janeiro/2021, agosto/2021 e outubro/2021, a explicação advém do fato de elevados volumes de chuvas e formação de nuvens que acometeram a região sul nestes períodos, ocasionando uma redução nos componentes de radiação solar que incidem sobre os módulos fotovoltaicos. Ainda assim, mesmo com períodos em que a geração de energia do sistema tenha ficado abaixo do esperado, devido aos meses de novembro/2020, fevereiro/2021 e julho/2021 terem ficado acima das expectativas, isso culminou para a variação anual entre os dados de medição real e os dados de expectativa, não fosse significativamente alta.

4.2.2 Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Lages – SC

Na tabela 21 a seguir, é apresentado na primeira coluna os dados da expectativa de geração obtida com auxílio do simulador PVsolar, na segunda coluna é apresentado os dados de energia gerada em kWh do sistema fotovoltaico instalado na cidade de Lages. Ainda na tabela 21, existe um percentual que relaciona a energia gerada real com à expectativa de geração do simulador. Esse percentual é tido como fundamental, visto que, evidenciará o quão distante estão os dados de medições reais com os dados obtidos via simulador. Devido a instalação do sistema fotovoltaico ter sido apenas em fevereiro de 2021, a análise dos dados não pôde ser realizada em um período de um ano, mas sim no período entre março/2021 a outubro/2021. Logo, mesmo que existam dados para os meses janeiro/2021, fevereiro/2021, novembro/2021 e dezembro/2021 na coluna PVsolar, a soma total é compreendida somente entre os meses de março/2021 a outubro/2021.

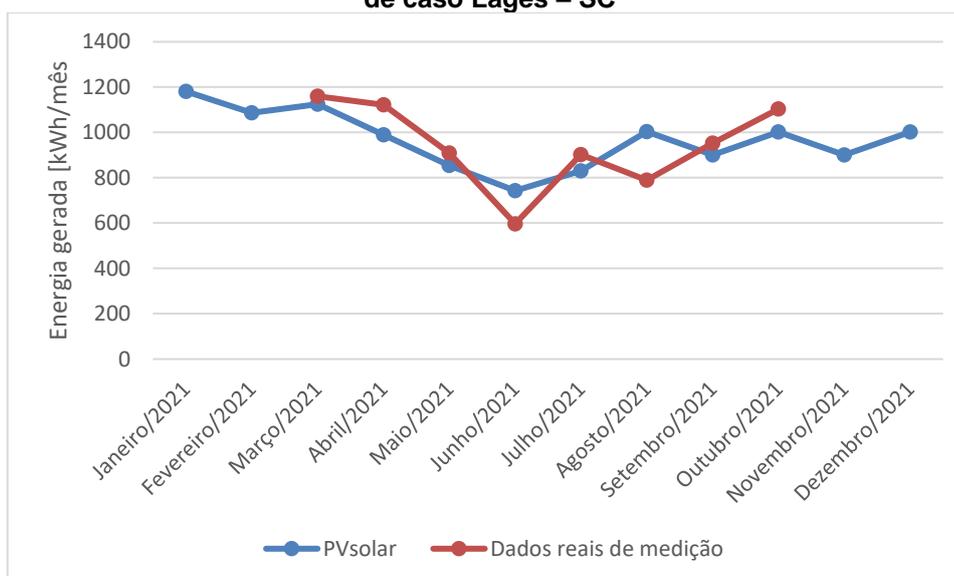
Tabela 21: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Lages – SC

Comparativo energia gerada - Estudo de caso Lages – SC			
PVsolar		Dados reais medidos	
Mês/Ano	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %
Jan/21	1181	--	--
Fev/21	1087	--	--
Mar/21	1125	1160	3,1
Abr/21	990	1122	13,3
Mai/21	854	910	6,5
Jun/21	743	597	-19,7
Jul/21	830	902	8,7
Ago/21	1003	789	-21,3
Set/21	900	953	5,9
Out/21	1002	1103	10,1
Nov/21	1147	--	--
Dez/21	1202	--	--
Total	7447	7535	1,2

Fonte: O autor

A figura 46, apresenta os dados da tabela 21 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 46: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Lages – SC



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 21 e no gráfico da figura 46, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, possui uma aproximação com os dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com a variação anual sendo 1,2% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de -21,3% no mês de agosto. Pelo gráfico da figura 46, percebe-se um padrão entre os dados da expectativa de geração obtidas com auxílio do simulador PVsolar e os dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com exceção aos meses onde houve uma variação acentuada. Com relação aos meses onde os dados de geração reais foram bem abaixo dos valores simulados, como é o caso dos meses de junho/2021 e agosto/2021, a explicação advém do fato de elevados volumes de chuvas e formação de nuvens que acometeram a região sul nestes períodos, ocasionando uma redução nos componentes de radiação solar que incidem sobre os módulos fotovoltaicos. Ainda assim, mesmo com períodos em que a geração de energia do sistema tenha ficado abaixo do esperado, devido aos meses de abril/2021, julho/2021 e outubro/2021 terem ficado acima da expectativa, isso culminou para a variação anual entre os dados de medição real e os dados de expectativa, não ser significativamente alta.

4.2.3 Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Mafra - SC

Na tabela 22 a seguir, é apresentado na primeira coluna os dados da expectativa de geração obtida com auxílio do simulador PVsolar, na segunda coluna é apresentado os dados de energia gerada em kWh do sistema fotovoltaico instalado na cidade de Mafra. Ainda na tabela 22, existe um percentual que relaciona a energia gerada real com à expectativa de geração do simulador. Esse percentual é tido como fundamental, visto que evidenciará o quão distante estão os dados de medições reais com os dados obtidos via simulador. Para uma melhor análise, os dados estão apresentados em um período de um ano, iniciando em novembro de 2020 e finalizando em outubro de 2021.

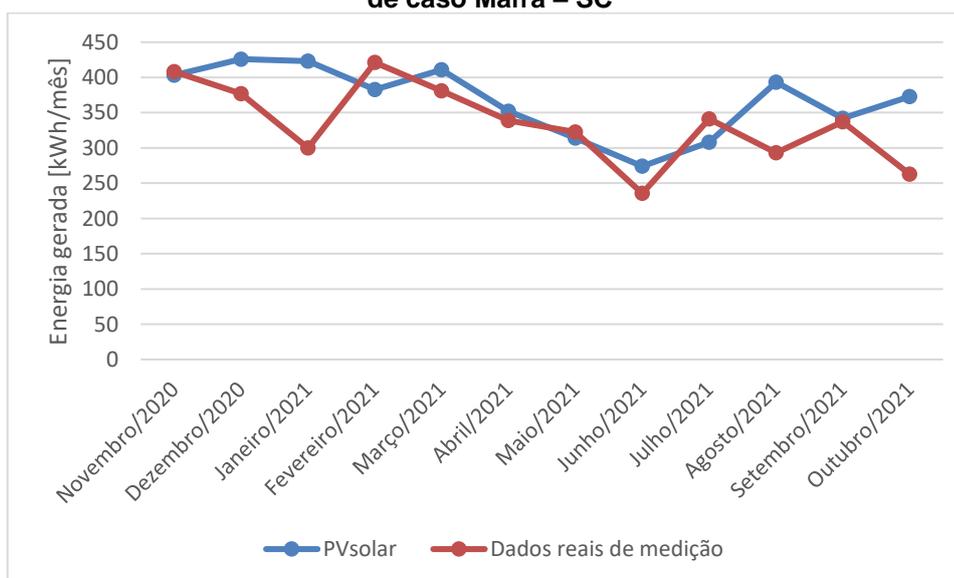
Tabela 22: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Mafra - SC

Comparativo energia gerada - Estudo de caso Mafra - SC			
PVsolar		Dados reais medidos	
Mês/Ano	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %
Nov/20	403	408	1,2
Dez/20	426	377	-11,5
Jan/21	423	300	-29,1
Fev/21	383	421	10,0
Mar/21	411	381	-7,3
Abr/21	352	339	-3,7
Mai/21	314	323	2,7
Jun/21	274	236	-14,0
Jul/21	308	341	10,7
Ago/21	393	293	-25,4
Set/21	342	337	-1,5
Out/21	373	263	-29,5
Total	4402	4018	-8,7

Fonte: O autor

A figura 47, apresenta os dados da tabela 22 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 47: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Mafra – SC



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 22 e no gráfico da figura 47, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, possui uma aproximação com os

dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com a variação anual sendo -8,7% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de -29,5% no mês de outubro. Pelo gráfico da figura 47, percebe-se um padrão entre os dados da expectativa de geração obtidas com auxílio do simulador PVsolar e os dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com exceção aos meses onde houve uma variação acentuada. Com relação aos meses onde os dados de geração reais foram bem abaixo dos valores simulados, como é o caso dos meses de janeiro/2021, agosto/2021 e outubro/2021, a explicação advém do fato de elevados volumes de chuvas e formação de nuvens que acometeram a região sul nestes períodos, ocasionando uma redução nos componentes de radiação solar que incidem sobre os módulos fotovoltaicos. Ainda assim, mesmo com períodos em que a geração de energia do sistema tenha ficado abaixo do esperado, devido aos meses de julho/2021 e fevereiro/2021 terem ficado acima da expectativa, isso culminou para a variação anual entre os dados de medição real e os dados de expectativa, não ser significativamente alta.

4.2.4 Comparativo energia gerada real – Estudo de caso Rio Negro – PR

Na tabela 23 a seguir, é apresentado na primeira coluna os dados da expectativa de geração obtida com auxílio do simulador PVsolar, na segunda coluna é apresentado os dados de energia gerada em kWh do sistema fotovoltaico instalado na cidade de Rio Negro. Ainda na tabela 23 existe um percentual que relaciona a energia gerada real com à expectativa de geração do simulador. Esse percentual é tido como fundamental, visto que evidenciará o quão distante estão os dados de medições reais com os dados obtidos via simulador. Para uma melhor análise, os dados estão apresentados em um período de um ano, iniciando em outubro de 2020 e finalizando em setembro de 2021.

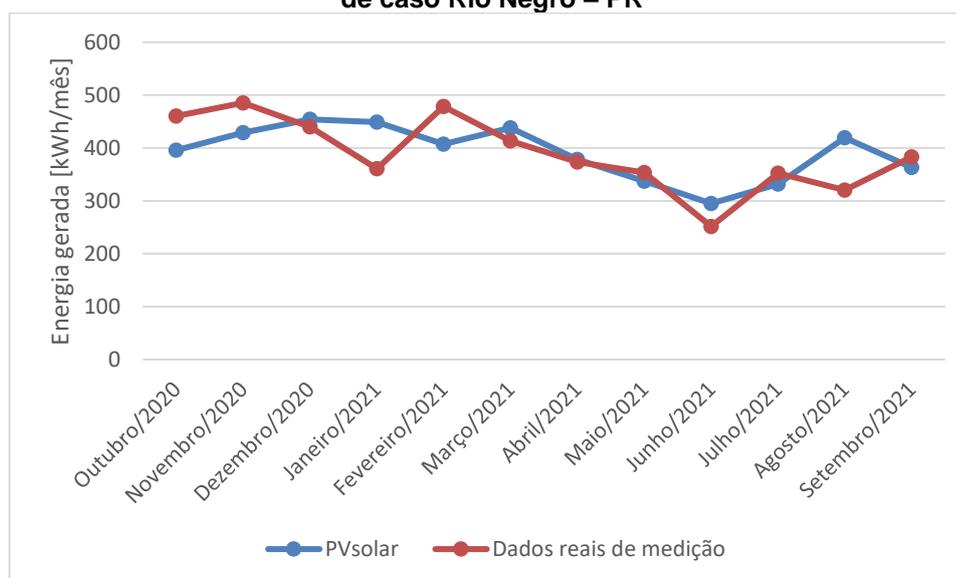
Tabela 23: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Rio Negro - PR

Comparativo energia gerada - Estudo de caso Rio Negro – PR			
PVsolar		Dados reais medidos	
Mês/Ano	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %
Out/20	396	460	16,2
Nov/20	429	485	13,1
Dez/20	454	440	-3,1
Jan/21	449	361	-19,6
Fev/21	407	478	17,5
Mar/21	438	413	-5,6
Abr/21	378	373	-1,2
Mai/21	337	354	4,9
Jun/21	295	252	-14,7
Jul/21	332	352	6,0
Ago/21	419	320	-23,6
Set/21	363	383	5,5
Total	4697	4671	-0,5

Fonte: O autor

A figura 48, apresenta os dados da tabela 23 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 48: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso Rio Negro – PR



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 23 e no gráfico da figura 48, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, possui uma aproximação com os

dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com a variação anual sendo -0,5% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de -19,6% no mês de janeiro. Pelo gráfico da figura 48, percebe-se um padrão entre os dados da expectativa de geração obtidas com auxílio do simulador PVsolar e os dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com exceção aos meses onde houve uma variação acentuada. Com relação aos meses onde os dados de geração reais foram bem abaixo dos valores simulados, como é o caso dos meses de janeiro/2021, junho/2021 e agosto/2021, a explicação advém do fato de elevados volumes de chuvas e formação de nuvens que acometeram a região sul nestes períodos, ocasionando uma redução nos componentes de radiação solar que incidem sobre os módulos fotovoltaicos. Ainda assim, mesmo com períodos em que a geração de energia do sistema tenha ficado abaixo do esperado, devido aos meses de outubro/2020, novembro/2020 e fevereiro/2021 terem ficado acima da expectativa, isso culminou para a variação anual entre os dados de medição real e os dados de expectativa, não ser significativamente alta.

4.2.5 Comparativo energia gerada real – Estudo de caso São Francisco do Sul – SC

Na tabela 24 a seguir, é apresentado na primeira coluna os dados da expectativa de geração obtida com auxílio do simulador PVsolar, na segunda coluna é apresentado os dados de energia gerada em kWh do sistema fotovoltaico instalado na cidade de São Francisco do Sul. Ainda na tabela 24 existe um percentual que relaciona a energia gerada real com à expectativa de geração do simulador. Esse percentual é tido como fundamental, visto que evidenciará o quão distante estão os dados de medições reais com os dados obtidos via simulador. Devido a instalação do sistema fotovoltaico ter sido somente em janeiro de 2021, a análise dos dados não pôde ser realizada em um período de um ano, mas sim no período entre fevereiro/2021 a outubro/2021. Logo, mesmo que existam dados para os meses janeiro/2021, novembro/2021 e dezembro/2021 na coluna PVsolar, a soma total é compreendida somente entre os meses de fevereiro//2021 a outubro/2021.

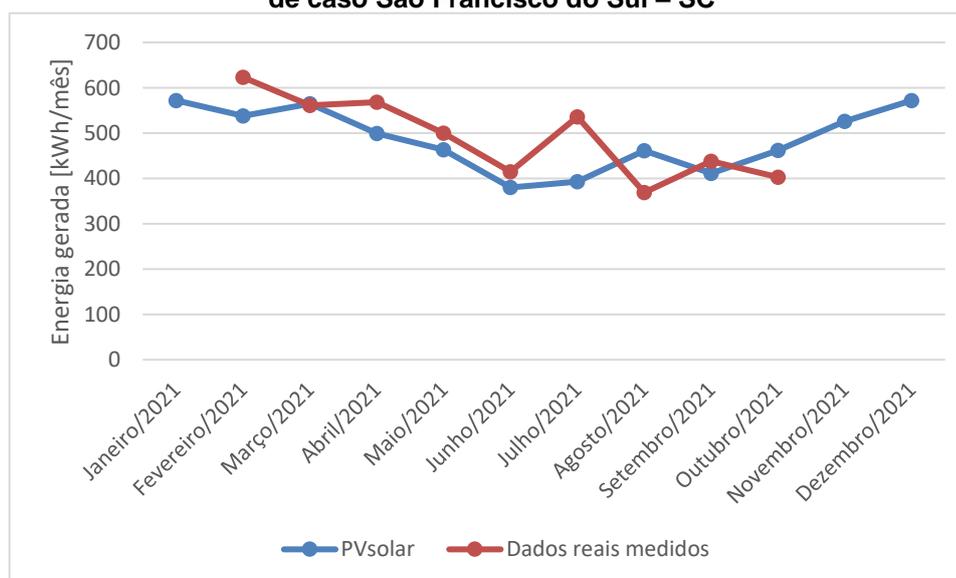
Tabela 24: Comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso São Francisco do Sul - SC

Comparativo energia gerada - Estudo de caso São Francisco do Sul - SC			
PVsolar		Dados reais medidos	
Mês/Ano	Energia [kWh]	Energia [kWh]	Percentual %
Jan/21	572	--	--
Fev/21	538	623	15,8
Mar/21	565	561	-0,7
Abr/21	499	568	13,8
Mai/21	463	500	8,0
Jun/21	380	415	9,2
Jul/21	393	536	36,4
Ago/21	461	369	-20,0
Set/21	411	438	6,6
Out/21	462	403	-12,8
Nov/21	526	--	--
Dez/21	572	--	--
Total	4172	4413	5,8

Fonte: O autor

A figura 49, apresenta os dados da tabela 24 em formato gráfico, facilitando o entendimento das informações.

Figura 49: Gráfico comparativo da energia gerada em kWh – Estudo de caso São Francisco do Sul – SC



Fonte: O autor

Avaliando as informações contidas na tabela 24 e no gráfico da figura 49, percebe-se que o simulador proposto, PVsolar, possui uma aproximação com os

dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com a variação anual sendo 5,8% em relação ao simulador PVsolar, e variação máxima de 36,4% no mês de julho. Pelo gráfico da figura 49, percebe-se um padrão entre os dados da expectativa de geração obtidas com auxílio do simulador PVsolar e os dados reais de medição do sistema fotovoltaico, com exceção aos meses onde houve uma variação acentuada. Com relação aos meses onde os dados de geração reais foram bem abaixo dos valores simulados, como é o caso dos meses de agosto/2021 e outubro/2021, a explicação advém do fato de elevados volumes de chuvas e formação de nuvens que acometeram a região sul nestes períodos, ocasionando uma redução nos componentes de radiação solar que incidem sobre os módulos fotovoltaicos. Ainda assim, mesmo com períodos em que a geração de energia do sistema tenha ficado abaixo do esperado, devido aos meses de fevereiro/2021, abril/2021 e julho/2021 terem ficado acima da expectativa, isso culminou para a variação anual entre os dados de medição real e os dados de expectativa, não ser significativamente alta.

Finalizando a etapa de comparação entre os dados reais de geração de energia com os dados de expectativa de geração, obtidos com auxílio do simulador desenvolvido neste trabalho, constata-se uma aproximação entre ambos dados, com o percentual anual máximo de variação entre todos os sistemas do estudo de caso estando abaixo de -10%, considerando o estudo de caso da cidade de Mafra. Percebe-se pelas tabelas 20, 22 e 23, que em todos os sistemas instalados, para os meses de janeiro/2021 e agosto/2021, houve um maior distanciamento entre à expectativa de geração e os dados reais de geração de energia, com a energia gerada real estando significativamente abaixo dos dados expectados. Especificando os estudos de casos de Joinville – SC e Mafra – SC, tem-se para os meses de janeiro/2021, agosto/2021 e outubro/2021, um padrão nas variações da expectativa de geração e os dados reais de geração dos sistemas fotovoltaicos. Como dito nas análises individuais de cada estudo de caso, o fator principal para que essa geração de energia fosse inferior à expectativa, são os elevados índices chuvosos que acometeram a região sul nesses meses citados, fato esse que se comprova com o padrão nos dados obtidos de geração real para cada sistema fotovoltaico. A mesma característica se aplica para os estudos de casos de São Francisco do Sul e Lages. Para São Francisco do sul, constata-se a geração real de energia distanciando-se dos dados expectados via simulador PVsolar, nos meses de agosto/2021 e outubro/2021, e para Lages verifica-se a geração real de energia distanciando-se dos dados

expectados via simulador PVsolar, nos meses de junho/2021 e agosto/2021, tendo como principal fator desses distanciamentos, os efeitos de elevados volumes de chuvas nessas localidades, como dito anteriormente.

5 CONCLUSÕES

O desenvolvimento do programa PVsolar, possibilitou o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, nas modalidades de geração junto à carga, considerando perdas por variação nos ângulos de desvio azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos, alocados nos telhados das residências.

Os parâmetros sobre a localização da instalação fotovoltaica, as variações dos ângulos de desvio azimutal e inclinação, assim como, a operação do sistema gerador, permitiram que o usuário obtivesse informações importantes para a análise do projeto, como a quantidade de módulos necessários, considerando o consumo médio de energia da unidade consumidora; a potência total do sistema fotovoltaico em quilowatt-pico e a área necessária para alocação do conjunto de módulos dimensionados, entre outras informações.

Buscando validar o PVsolar, a comparação com os simuladores PVsyst e PVsol mostrou-se de grande relevância, tendo o simulador proposto nesse trabalho, atingido valores aceitáveis, considerando as simulações dos 5 sistemas fotovoltaicos utilizados em estudo de caso, com a maior variação total positiva, dentre os sistemas simulados, sendo 10,1% para a simulação realizada no PVsyst no estudo de caso de Rio Negro – PR e variação total negativa, dentre os sistemas simulados, sendo -4,80% para a simulação realizada no PVsol no estudo de caso de Mafra – SC. A tabela 25 a seguir apresenta um resumo comparativo dos percentuais de variação entre os simuladores PVsyst e PVsol em relação ao simulador desenvolvido nesse estudo.

Tabela 25: Resumo comparativo entre simuladores

Estudo de Caso	PVsyst	PVsol
Joinville - SC	-2,30%	0,90%
Lages - SC	6,20%	2,40%
Mafra - SC	-7,50%	-4,80%
Rio Negro - PR	10,10%	3,90%
São Francisco do Sul - SC	1,90%	2,70%

Fonte: O autor

Ainda sobre a validação do PVsolar, buscou-se comparar a expectativa de geração obtida pelo simulador desenvolvido nesse trabalho com a geração real dos 5 sistemas fotovoltaicos utilizados em estudo de caso. A tabela 26 a seguir, apresenta um resumo comparativo da variação percentual entre a expectativa de geração e energia gerada real.

Tabela 26: Resumo comparativo entre simulador versus energia gerada real

Estudo de Caso	Percentual de variação total
Joinville - SC	-3,80%
Lages - SC	1,20%
Mafra - SC	-8,70%
Rio Negro - PR	-0,50%
São Francisco do Sul - SC	5,80%

Fonte: O autor

Verifica-se pela tabela 26, um maior distanciamento entre os valores esperados e valores reais de geração de energia para o estudo de caso da cidade Mafra – SC, com percentual de distanciamento máximo, dentre todos os sistemas de estudo de caso sendo -8,70%. Realizando uma análise dos percentuais de variação, percebe-se que mesmo havendo distanciamento entre os valores de energia esperados versus real, têm-se valores aceitáveis de variação, validando assim o simulador PVsolar de forma satisfatória. Nesta etapa, verifica-se também que as perdas por variação nos ângulos de desvio azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos, estão condizentes tanto para os valores esperados como para os valores reais de geração de energia.

Dessa forma, o presente trabalho mostrou-se inovador, já que não foram verificados estudos semelhantes relacionados à simulação de sistemas, considerando perdas por variação dos ângulos de inclinação e azimute dos painéis solares. Como principais vantagens, estão a possibilidade de simulação em nível nacional com rapidez e flexibilidade do usuário, também a possibilidade de simulação considerando a geração excedente de energia, para os casos onde há a necessidade de gerar mais energia do que a média de consumo presente na fatura de energia.

Portanto, conclui-se que os objetivos propostos nesse trabalho foram atingidos, trazendo praticidade ao usuário quando se deseja simular sistemas fotovoltaicos.

Para continuidade do aperfeiçoamento do programa desenvolvido, sugere-se que sejam incluídos cálculos mais precisos sobre a razão de performance dos sistemas fotovoltaicos, considerando por exemplo a eficiência dos inversores ou microinversores, temperatura nos módulos, queda de tensão por cabeamento, entre outros fatores que reduzem o fator de performance de um sistema fotovoltaico. Sugere-se também, a possibilidade de inclusão de mais de uma configuração para o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, considerando por exemplo uma residência com múltiplas faces de telhado. E por fim, sugere-se a implementação no simulador, que se considere a utilização de *tracker* seguidor solar de um eixo e dois eixos, sendo disponibilizado as respectivas expectativas de geração para cada configuração e que sejam feitas as análises de viabilidade técnica e financeira.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414/2010: Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília: Aneel, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo por tipo de geração. 2020. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp . Acesso em: 16 de maio/2021

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015: Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída. Brasília: Aneel, 2016.

ALDO SOLAR. O que são painéis monocristalino e quais suas vantagens?. 2021. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/o-que-sao-paineis-monocristalinos-e-quais-sao-suas-vantagens/>. Acesso em: 10 de outubro/2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. Energia solar fotovoltaica – Infográfico Absolar. 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2020.06.10%20Infogr%C3%A1fico%20ABSOLAR%20n%C2%BA%202020.pdf> . Acesso em: 16 de maio/2021

BROGREN, M.; GREEN, A. Hammarby Sjöstad-an interdisciplinary case study of the integration of photovoltaics in a new ecologically 206 sustainable residential area in Stockholm. Solar Energy Materials and Solar Cells [S.I.], v. 75, n. 3-4, p. 761-765, 2003.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. Solar Energy [S.I.], v. 80, n. 1, p. 32-45, 2006.

COSTA, Higor José Serafim da. Avaliação Do Fator De Dimensionamento Do Inversor Em Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede. 2010. 74 p. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará Centro de Tecnologia, Fortaleza, 2010.

CRESESB/CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito; Grupo de trabalho de Energia Solar. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: 2014.

CRESESB/CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito; Grupo de trabalho de Energia Solar. Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica. Rio de Janeiro: 2008.

CROS, S.; MAYER, D.; WALD, L. The Availability of Irradiation Data. IEA-PVPS T2-04:2004, 2004.

DGS. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers: Earthscan. London, 2008.

ECO.A. Painéis monocristalino e policristalinos. 2020. Disponível em: <https://www.ecoenergias.com.br/2020/11/08/paineis-fotovoltaicos-monocristalinos-policristalinos/> Acesso em: 10 de outubro/2021.

ENERGÊS. Sol e a radiação solar. 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/sol-e-a-radiacao-solar/>. Acesso em: 26 de fevereiro/2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Micro e minigeração distribuída & baterias. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Setembro de 2020. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/678/1/2021_CDS_155.pdf. Acesso em: 21 de maio/2021.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao153/topico574/Resenha%20Janeiro%2021%20-%20Claro%20Final.pdf>. Acesso em: 16 de maio/2021.

MODELISMOBH. Agisoft Metashape: Conheça as funções do software mais utilizado para processamento de imagens com drones e criação de modelos digitais cartográficos. 2021. Disponível em: <https://www.modelismobh.com.br/blog/agisoft-metashape-conheca-as-funcoes-desse-software-de-drones/>. Acesso em: 16 de outubro/2021.

NETO, Francisco Alexandre; Análise do Efeito das Variáveis Radiação Solar e Temperatura

Ambiente no Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Off-Grid. 2017. 131p. Monografia (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade do Sul de Santa Catarina, Palhoça, 2017.

PAIVA, G. M.; PIMENTEL, S. P.; MARRA, E.G.; ALVARENGA, B. P. Análise Do Fator De Dimensionamento Do Inversor Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Com Uso De Medições Climáticas Locais Em Goiás. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2016, 2016. Disponível em: <https://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/index.htm>. Acesso em: 19 de maio/2021.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RUTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2017. 80 p. São José dos Campos: INPE, 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

PORTAL SOLAR. Célula fotovoltaica. 2020. Disponível em: [https:// bwww.https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html](https://bwww.https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html) . Acesso em: 10 de outubro/2021

PRUDENCIO, Bruna Neves; Análise e Influência da Distribuição de Temperatura de Inversor no Desempenho Energético de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída com Distintos Fatores de Dimensionamento. 2020. 68p. Monografia (Graduação) – Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2020.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. Estudo De Características Elétricas E Térmicas De Inversores Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede. 2010. 285 p. Tese 66 (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

RANGEL, Mary. Métodos de Ensino para a Aprendizagem e a Dinamização das Aulas. 2ªed. – São Paulo:Papirus, 2005.

RÜTHER, Ricardo. Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004. 118 p.

SANTOS, Ísis Portolan dos. Desenvolvimento de Ferramenta de Apoio à Decisão em

Projetos e Integração Solar Fotovoltaica à Arquitetura. 2013. 278p. Tese (Doutorado) - Curso Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

SCARABELOT, Letícia Toret; RAMPINELLI, Giuliano Arns; RAMBO, Carlos Renato. Avaliação do Sistema de Compensação de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Unidades Prosumidoras Residenciais. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, 2018. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118303137>.

SOUZA, Arthur Costa de. Análise Dos Impactos Da Geração Distribuída Por Fonte Solar Fotovoltaica Na Qualidade Da Energia Elétrica. 2016. 160p. Dissertação (Mestrado em Engenharias), Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

TAVARES, Wagner Marques et al. Energias Renováveis riqueza sustentável ao alcance da sociedade. Brasília: edições Câmara, 2012.

TIEPOLO, Gerson Máximo. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná. 2015. 230p. Tese (Doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Curitiba, 2015.

ZOMER, Clarissa Debiazi. Geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. 2010. 177p. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Relatório de resultados exemplificativo



INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA



PVsolar - Relatório de Simulação

Autor: Iago Matos Oliveira, Orientador: Prof. Dr. Carlos Toshiyuki Matsumi, Coorientadora: Joice Luiz Jeronimo

Localização: Joinville (SANTA CATARINA)

Latitude: -26.31°

Longitude: -48.85°

Irradiação Solar Média Diária Anual: 3.78 kWh/m².dia

Potência do Sistema: 6.75 kW

Nº de Módulos: 15 Unidades

Potência de cada módulo: 450W

Energia media gerada: 635.72 kWh

Produtividade do Sistema Fotovoltaico: 1130.16 kWh/kW

Dimensões de cada módulo: 2094 X 1038 mm
(Comprimento x Largura)

Área necessária: 32.55 m²

Recurso Solar em Joinville (SANTA CATARINA)

Mês	Irradiação Solar Média Diária Mensal - Plano Inclinado [Wh/m ² .dia]
Janeiro	4534
Fevereiro	4640
Março	4456
Abril	4106
Maio	3736
Junho	3241
Julho	3264
Agosto	3846
Setembro	3434
Outubro	3636
Novembro	4355
Dezembro	4489
MÉDIA	3978

UNIDADE PROSSUMIDORA

Ligação: Monofásico

Energia na Unidade Prossumidora [kWh/mês]

	Consumida	Gerada	Créditos
Janeiro	540.00	739.02	199.02
Fevereiro	580.00	683.15	103.15
Março	745.00	726.32	0.00
Abril	425.00	647.76	222.76
Maio	523.00	608.96	85.96
Junho	450.00	511.27	61.27
Julho	859.00	532.09	0.00
Agosto	547.00	626.97	79.97
Setembro	856.00	541.66	0.00
Outubro	458.00	592.65	134.65
Novembro	459.00	686.95	227.95
Dezembro	963.00	731.81	0.00
TOTAL	7405.00	7628.60	1114.73

APÊNDICE B – Código fonte – Simulador PVsolar

```

classdef PVsolar < matlab.apps.AppBase

    % Properties that correspond to app components
    properties (Access = public)
        PVsolar1 matlab.ui.Figure
        Window matlab.ui.container.TabGroup
        DEFINIESTab matlab.ui.container.Tab
        IniciarDimensionamentoButton matlab.ui.control.Button
        SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel matlab.ui.control.Label
        SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaicaPVsolarLabel matlab.ui.control.Label
        Label matlab.ui.control.Label
        Label_2 matlab.ui.control.Label
        Label_3 matlab.ui.control.Label
        Label_4 matlab.ui.control.Label
        Label_5 matlab.ui.control.Label
        Label_6 matlab.ui.control.Label
        Label_7 matlab.ui.control.Label
        Label_8 matlab.ui.control.Label
        Label_9 matlab.ui.control.Label
        Image2 matlab.ui.control.Image
        DIMENSIONAMENTOTab matlab.ui.container.Tab
        Box_Localizacao matlab.ui.container.Panel
        EstadoLabel matlab.ui.control.Label
        DropDown_UF matlab.ui.control.DropDown
        MunicipioLabel matlab.ui.control.Label
        DropDown_Municipio matlab.ui.control.DropDown
        Box_Configuracoes matlab.ui.container.Panel
        RazodeperformancePrLabel matlab.ui.control.Label
        Spinner_PR matlab.ui.control.Spinner
        PercentualdeGeraoLabel matlab.ui.control.Label
        Spinner_PorcentGeracao matlab.ui.control.Spinner
        MediaCalcSelec matlab.ui.control.CheckBox
        MediaCalc matlab.ui.control.EditField
        Box_PotenciaNominalFV matlab.ui.container.ButtonGroup
        PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3 matlab.ui.control.Label
        DropDown_Inclinao matlab.ui.control.DropDown
        InclinaoDropDownLabel matlab.ui.control.Label
        DropDown_desvAzimute matlab.ui.control.DropDown
        DesvioAzimutalLabel matlab.ui.control.Label
        PotnciadosmdulosLabel matlab.ui.control.Label
        DropDown_PotenciaModulo matlab.ui.control.DropDown
        OutrosModulos matlab.ui.control.CheckBox
        UserPotenModulo matlab.ui.control.NumericEditField
        XLabel matlab.ui.control.Label
        PotnciadosMdulosEditFieldLabel_2 matlab.ui.control.Label
        DimModLar matlab.ui.control.NumericEditField
        DimModAlt matlab.ui.control.NumericEditField
        Button_Simular matlab.ui.control.Button
        Table_DadosUC matlab.ui.control.Table
        Label_13 matlab.ui.control.Label
        Label_14 matlab.ui.control.Label
        ENTRADADEDADOSPVsolarLabel matlab.ui.control.Label
        LigaoDropDownLabel matlab.ui.control.Label
        LigacaoDropDown matlab.ui.control.DropDown
        ConsumomdioMensalLabel matlab.ui.control.Label
        Tab_Resultados matlab.ui.container.Tab
        LocaldeInstalaoPanel matlab.ui.container.Panel
        Label_AreaNecessaria2 matlab.ui.control.Label
        Label_AreaNecessaria matlab.ui.control.Label
        Label_Produtividade matlab.ui.control.Label
        Label_ProdutividadeFV matlab.ui.control.Label
        Label_PotenciaSistema2 matlab.ui.control.Label
        Label_PotenciaSistema matlab.ui.control.Label
        Label_Tipodeligacao2 matlab.ui.control.Label
        Label_Tipodeligacao matlab.ui.control.Label
        Label_IrradiacaoSolar2 matlab.ui.control.Label
        Label_IrradiacaoSolar matlab.ui.control.Label
        Label_Longitude2 matlab.ui.control.Label
        Label_Longitude matlab.ui.control.Label
    end

```

```

Label_Latitude2 matlab.ui.control.Label
Label_Latitude matlab.ui.control.Label
Label_Localizacao2 matlab.ui.control.Label
Label_Localizacao matlab.ui.control.Label
Label_PotenciaModulo2 matlab.ui.control.Label
Label_PotenciaModulo matlab.ui.control.Label
Label_EnergiaMedia2 matlab.ui.control.Label
Label_EnergiaMedia matlab.ui.control.Label
Label_NumModulos2 matlab.ui.control.Label
Label_NumModulos matlab.ui.control.Label
Label_Dimensoes matlab.ui.control.Label
Label_Dimensoes2 matlab.ui.control.Label
ResultadosUC matlab.ui.container.Panel
Table_SaidaDadosUC matlab.ui.control.Table
ConsumokWhLabel matlab.ui.control.Label
GeraokWhLabel matlab.ui.control.Label
CrditokWhLabel matlab.ui.control.Label
Table_Irradiacao matlab.ui.control.Table
TabGroup matlab.ui.container.TabGroup
ConsumoeGeracaoTotalTab matlab.ui.container.Tab
Grafico_GeracaoConsumo matlab.ui.control.UIAxes
IrradiaoSolarMdiaTab matlab.ui.container.Tab
Grafico_Irradiacao matlab.ui.control.UIAxes
Button_ExportarRelatorio matlab.ui.control.Button
DropDown_FormatoRelatorio matlab.ui.control.DropDown
IrradiaoWhmdiaLabel matlab.ui.control.Label
end

properties (Access = private)
source = load('base.mat'); % Description
MUN_number = 0;
row_data = 0;
Y_Data = 0;
s = 0;
custo_disponibilidade = 0;
consumo_matrix = 0;
consumo_calculo = 0;
excedente = 0;
potencia_nominal = 0;
Yr_anual = 0;
ajuste_total = 0;
creditos_gerados = 0;
consumido = 0;
gerado = 0;
faturado = 0;
acumulado = 0;
utilizavel = 0;
nModulos = 0;
ligacao = 0;
percentual_irrad = 0
SumConsumido = 0;
SumGerado = 0;
nord_a = {'ACRE', 'ALAGOAS', 'BAHIA', 'DISTRITO FEDERAL', 'MATO GROSSO', 'PERNANBUCO', 'PIAUI',
'RONDONIA', 'SERGIPE', 'TOCANTINS'};
nord_b = {'PARAIBA', 'RIO GRANDE DO NORTE', 'MARANHÃO', 'AMAZONAS', 'PARÁ', 'AMAPÁ'};
nord_c = {'RORAIMA'};
centroOeste_a = {'GOIÁS'};
centroOeste_b = {'MATO GROSSO DO SUL'};
sul = {'PARANÁ', 'SANTA CATARINA', 'RIO GRANDE DO SUL'};
sudeste_a = {'MINAS GERAIS', 'RIO DE JANEIRO', 'SÃO PAULO'};
sudeste_b = {'ESPÍRITO SANTO'};
end
%Funções criadas
methods (Access = private)
function load_sourcedata(app)
clear consumo...
consumo_total...
consumo_prossumidora...
I...
T...
L...
X_Data...
B

```

```

end
function reset_UIAxes(app)
app.Grafico_Irradiacao.XTickLabel = 0;
app.Grafico_Irradiacao.YTickLabel = 0;
cla(app.Grafico_Irradiacao);
app.Grafico_GeracaoConsumo.XTickLabel = 0;
app.Grafico_GeracaoConsumo.YTickLabel = 0;
cla(app.Grafico_GeracaoConsumo);
end
function load_UCTable(app)

i = 1;
Coluna1(1,1) = categorical([1],1:3,{'Monofásico','Bifásico','Trifásico'});
Coluna2(1,1) = 0.00;
Coluna3(1,1) = 0.000;
Coluna4(1,1) = 0.00;
Coluna5(1,1) = 0.00;
Coluna6(1,1) = 0.00;
Coluna7(1,1) = 0.00;
Coluna8(1,1) = 0.00;
Coluna9(1,1) = 0.00;
Coluna10(1,1) = 0.00;
Coluna11(1,1) = 0.00;
Coluna12(1,1) = 0.00;
Coluna13(1,1) = 0.00;
T =
table(Coluna1,Coluna2,Coluna3,Coluna4,Coluna5,Coluna6,Coluna7,Coluna8,Coluna9,Coluna10,Coluna11,Coluna12,Coluna13);
app.Table_DadosUC.Data = T;
end
function load_dropdown(app)
app.DropDown_UF.Items={'Selecione um estado','ACRE','ALAGOAS','AMAPÁ','AMAZONAS','BAHIA','CEARÁ','DISTRITO FEDERAL',...
'ESPÍRITO SANTO','GOIÁS','MARANHÃO','MATO GROSSO','MATO GROSSO DO SUL','MINAS GERAIS','PARÁ','PARAÍBA','PARANÁ',...
'PERNANBUCO','PIAUI','RIO DE JANEIRO','RIO GRANDE DO SUL','RIO GRANDE DO NORTE','RIO GRANDE DO SUL','RONDÔNIA','RORAIMA',...
'SANTA CATARINA','SÃO PAULO','SERGIPE','TOCANTINS'};
app.DropDown_Municipio.Items = {'Selecione um municipio'};
app.DropDown_Inclinacao.Items = {'0º','15º','20º','30º'};
app.DropDown_desvAzimute.Items = {'0º','30º','60º','90º'};
app.DropDown_PotenciaModulo.Items = {'335Wp','360Wp','400Wp','410Wp','450Wp','500Wp','535Wp'};
app.DropDown_Municipio.Enable = 'off';
end
function UF_change(app)
if app.DropDown_UF.Value == ""
load_dropdown(app)
else
search_MUN(app)
end
end
function search_MUN(app)
app.MUN_number = find(strcmp(app.source.STATE(:),app.DropDown_UF.Value));
MUN_names = app.source.NAME(app.MUN_number(:));
app.DropDown_Municipio.Items = MUN_names;
app.DropDown_Municipio.Enable = 'on';
end
function MUN_change(app)
if app.DropDown_Municipio.Value ~= "Selecione um municipio"
percent_irrad(app)
app.row_data = intersect(find(strcmp(app.source.NAME(:),
app.DropDown_Municipio.Value)),app.MUN_number);
app.Y_Data =
[round(app.source.JAN(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.FEB(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.MAR(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.APR(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.MAY(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.JUN(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.JUL(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.AUG(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.SEP(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.OCT(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.NOV(app.row_data)*(app.percentual_irrad)),round(app.source.DEC(app.row_data)*(app.percentual_irrad))]
I1=round(app.source.JAN(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I2=round(app.source.FEB(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I3=round(app.source.MAR(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I4=round(app.source.APR(app.row_data)*(app.percentual_irrad));

```

```

I5=round(app.source.MAY(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I6=round(app.source.JUN(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I7=round(app.source.JUL(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I8=round(app.source.AUG(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I9=round(app.source.SEP(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I10=round(app.source.OCT(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I11=round(app.source.NOV(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I12=round(app.source.DEC(app.row_data)*(app.percentual_irrad));
I13=round(mean(app.Y_Data));
I = table(I1,I2,I3,I4,I5,I6,I7,I8,I9,I10,I11,I12,I13);
format bank
app.Label_Localizacao2.Text = strcat(app.source.NAME(app.row_data),
(' ',app.source.STATE(app.row_data),' '));
app.Label_Latitude2.Text = strcat(num2str(round(app.source.LAT(app.row_data),2)), '°');
app.Label_Longitude2.Text = strcat(num2str(round(app.source.LON(app.row_data),2)), '°');
app.Label_IrradiacaoSolar2.Text = strcat(num2str(round(I13/1000,2)), ' kWh/m².dia');
if app.MidiaCalcSelec.Value == 1
L = app.LigacaoDropDown.Value;
app.consumo_matrix(1,1:12) = str2num(app.MidiaCalc.Value);
elseif app.MidiaCalcSelec.Value == 0
L = table2array(app.Table_DadosUC.Data(1,1));
end
app.Label_TipodeLigacao2.Text = char(L);
app.Y_Data = app.Y_Data/1000;
app.Table_Irradiacao.Data = I;
X_Data = categorical({'JAN','FEV','MAR','ABR','MAI','JUN','JUL','AGO','SET','OUT','NOV','DEZ'});
X_Data = reordercats(X_Data,{'JAN','FEV','MAR','ABR','MAI','JUN','JUL','AGO','SET','OUT','NOV','DEZ'});
app.Grafico_Irradiacao.YTickMode = 'auto';
app.Grafico_Irradiacao.YTickLabelMode = 'auto';
app.Grafico_Irradiacao.TickDir = 'out';
B = bar(app.Grafico_Irradiacao,X_Data,app.Y_Data,0.5);
alpha(B,.5)
B.FaceColor = [0.8500 0.3250 0.0980];
B.EdgeColor = [0.8500 0.3250 0.0980];
end
end
function erro(app)
f = app.PVsolar1;
message = sprintf('\nERRO! \n\n Informações incorretas: \n- Verifique a UF e o município do local de
instalação;\n- Verifique os valores de consumo;');
uialet(f,message,'Erro','Icon','warning');
end
function CALC_1(app)
if app.MidiaCalcSelec.Value == 1
app.ligacao = app.LigacaoDropDown.Value;
app.consumo_matrix(1,1:12) = str2num(app.MidiaCalc.Value);
elseif app.MidiaCalcSelec.Value == 0
app.ligacao = table2array(app.Table_DadosUC.Data(1,1));
app.consumo_matrix = table2array(app.Table_DadosUC.Data(1,2:13));
end
for k=1:12
if app.consumo_matrix(1,k)>0
app.consumo_matrix(1,k) = app.consumo_matrix(1,k)*app.Spinner_PorcentGeracao.Value/100;
end
end
if app.ligacao=="Monofásico"
app.custo_disponibilidade(1,1) = 30;
elseif app.ligacao=="Bifásico"
app.custo_disponibilidade(1,1) = 50;
elseif app.ligacao=="Trifásico"
app.custo_disponibilidade(1,1) = 100;
end

for m=1:12
if app.consumo_matrix(1,m)>=app.custo_disponibilidade(1,1)
consumo_minusCD(1,m)=app.consumo_matrix(1,m)-app.custo_disponibilidade(1,1);
else
consumo_minusCD(1,m) = 0;
end
end
a=sum(consumo_minusCD);

```

```

app.consumo_calculo = sum(a);
app.excedente(1,1)=1;
end
function calcula_potencia(app)
if app.OutrosModulos.Value == 0
if app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "335Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.335);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.335;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('335Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.335)*1.85,2)), ' m²');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('1765 X 1048 mm');
elseif app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "360Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.360);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.360;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('360Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.360)*1.98,2)), ' m²');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('2000 X 992 mm');
elseif app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "400Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.400);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.400;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('400Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.400)*2.00,2)), ' m²');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('2015 X 996 mm');
elseif app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "410Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.410);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.410;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('410Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.410)*2.00,2)), ' m²');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('2015 X 996 mm');
elseif app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "450Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.450);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.450;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('450Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.450)*2.17,2)), ' m²');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('2094 X 1038 mm');
elseif app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "500Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.500);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.500;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('500Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.500)*2.46,2)), ' m²');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('2220 X 1108 mm');
elseif app.DropDown_PotenciaModulo.Value == "535Wp"
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.535);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*0.535;
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat('535Wp');
app.Label_AreaNecessaria2.Text = strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/0.535)*2.55,2)), ' m²');

```

```

app.Label_Dimensoes2.Text = strcat('2261 X 1134 mm');
end
elseif app.OutrosModulos.Value == 1
app.potencia_nominal = app.consumo_calculo/(app.Yr_anual*app.Spinner_PR.Value);
app.nModulos = round(app.potencia_nominal/0.535);
if app.nModulos < 1
app.nModulos = 1;
end
app.potencia_nominal = app.nModulos*(app.UserPotenModulo.Value/1000);
app.Label_PotenciaModulo2.Text = strcat(num2str(app.UserPotenModulo.Value), 'Wp');
app.Label_Dimensoes2.Text = strcat(num2str(app.DimModAlt.Value), ' X ', num2str(app.DimModLar.Value), '
mm');
app.Label_AreaNecessaria2.Text =
strcat(num2str(round((app.potencia_nominal/(app.UserPotenModulo.Value/1000))*((app.DimModAlt.Value/1000
)*(app.DimModLar.Value)/1000),2)), ' m2');
end
end
function CALC_2(app)
Yr_mensal(1,1:12)=0;
geracao_mensal(1,1:12)=0;
app.consumido=0;
app.consumido(1,1:12)=0;
saldo=0;
saldo(1,1:12)=0;
creditos_acumulados=0;
creditos_acumulados(1,1:12)=0;
app.Yr_anual = app.source.ANNUAL(app.row_data)*365/1000;
calcula_potencia(app);
Delta = [31;28;31;30;31;30;31;31;30;31;30;31];
for m = 1:12
Yr_mensal(1,m) = app.Y_Data(1,m)*Delta(m);
geracao_mensal(1,m) = app.potencia_nominal*Yr_mensal(1,m)*app.Spinner_PR.Value;
end
for m = 1:12
app.consumido(1,m) = app.consumo_matrix(1,m);
app.gerado(1,m) = geracao_mensal(1,m);
saldo(1,m) = app.consumido(1,m)-app.gerado(1,m);
if m == 1
creditos_acumulados(1,m) = 0;
else
creditos_acumulados(1,m) = app.acumulado(1,m-1);
end
if saldo(1,m) < 0
app.creditos_gerados(1,m) = -saldo(1,m);
app.utilizavel(1,m)=0;
app.faturado(1,m) = app.custo_disponibilidade(1,1);
app.acumulado(1,m) = creditos_acumulados(1,m)+app.creditos_gerados(1,m);
elseif saldo(1,m)>=0 && saldo(1,m)<=app.custo_disponibilidade(1,1)
app.creditos_gerados(1,m)=0;
app.utilizavel(1,m)=0;
app.faturado(1,m)=app.custo_disponibilidade(1,1);
app.acumulado(1,m) = creditos_acumulados(1,m);
else
app.creditos_gerados(1,m) = 0;
app.utilizavel(1,m)=saldo(1,m)-app.custo_disponibilidade(1,1);
if creditos_acumulados(1,m)>=app.utilizavel(1,m)
app.faturado(1,m)=app.custo_disponibilidade(1,1);
app.acumulado(1,m)=creditos_acumulados(1,m)-app.utilizavel(1,m);
else
app.faturado(1,m)=saldo(1,m)-creditos_acumulados(1,m);
app.acumulado(1,m)=0;
end
end
end
app.ajuste_total=sum(app.utilizavel(1,:))-app.acumulado(1,12);
app.Label_PotenciaSistema2.Text = strcat(num2str(round(app.potencia_nominal,2)), ' kWp');
app.Label_Produtividade.Text = strcat(num2str(round(sum(app.gerado(1,:))/app.potencia_nominal,2)), '
kWh/kWp');
app.Label_EnergiaMedia2.Text = strcat(num2str(round(sum(app.gerado(1,1:12))/12,2)), ' kWh');
if app.nModulos == 1
app.Label_NumModulos2.Text = strcat(num2str(round(app.nModulos,2)), ' Unidade');
else
app.Label_NumModulos2.Text = strcat(num2str(round(app.nModulos,2)), ' Unidades');
end
end

```

```

end
function showResultados(app)
app.Table_SaidaDadosUC.Data(1,1:12)=app.consumido(1,1:12);
app.Table_SaidaDadosUC.Data(1,13)=round(sum(app.consumido(1,1:12)),2,"decimals");
app.Table_SaidaDadosUC.Data(2,1:12)=round(app.gerado(1,1:12),2,"decimals");
app.Table_SaidaDadosUC.Data(2,13)=round(sum(app.gerado(1,1:12)),2,"decimals");
app.Table_SaidaDadosUC.Data(3,1:12)=round(app.creditos_gerados(1,1:12),2,"decimals");
app.Table_SaidaDadosUC.Data(3,13)=round(sum(app.creditos_gerados(1,1:12)),2,"decimals");
app.Table_SaidaDadosUC.ColumnFormat(13)={'bank'};
app.Table_SaidaDadosUC.ColumnFormat(1:12)={'bank'};
ylabel(app.Grafico_GeracaoConsumo,"Energia [kWh]");
Total_Y = [];
Total_Y = [round(sum(app.consumido(:,1)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,1)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,2)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,2)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,3)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,3)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,4)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,4)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,5)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,5)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,6)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,6)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,7)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,7)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,8)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,8)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,9)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,9)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,10)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,10)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,11)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,11)),2,"decimals");...
round(sum(app.consumido(:,12)),2,"decimals"),round(sum(app.gerado(:,12)),2,"decimals")];
X_Data = categorical({'JAN','FEV','MAR','ABR','MAI','JUN','JUL','AGO','SET','OUT','NOV','DEZ'});
X_Data = reordercats(X_Data,{'JAN','FEV','MAR','ABR','MAI','JUN','JUL','AGO','SET','OUT','NOV','DEZ'});
app.Grafico_GeracaoConsumo.YTickMode = 'auto';
app.Grafico_GeracaoConsumo.YTickLabelMode = 'auto';
app.Grafico_GeracaoConsumo.TickDir = 'out';
Total_bar = bar(app.Grafico_GeracaoConsumo,X_Data>Total_Y,0.7);
alpha>Total_bar,.5)
Total_bar(1).FaceColor = [0.6350 0.0780 0.1840];Total_bar(1).EdgeColor = [0.6350 0.0780 0.1840];
Total_bar(2).FaceColor = [0.4660 0.6740 0.1880];
Total_bar(2).EdgeColor = [0.4660 0.6740 0.1880];
legend(app.Grafico_GeracaoConsumo,['Consumo','Geração'],'Location','southoutside','Orientation','horizontal');

end
function percent_irrad(app)
if ismember(app.DropDown_UF.Value,app.nord_a) == 1
if (app.DropDown_Inclinacao.Value == "30º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "90º")
app.percentual_irrad = (90/100);
else
app.percentual_irrad = (95/100);
end
elseif ismember(app.DropDown_UF.Value,app.nord_b) == 1
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif ismember(app.DropDown_UF.Value,app.nord_c) == 1
if (app.DropDown_Inclinacao.Value == "30º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "0º")
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif (app.DropDown_Inclinacao.Value == "30º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "30º")
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif (app.DropDown_Inclinacao.Value == "30º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "90º")
app.percentual_irrad = (90/100);
else
app.percentual_irrad = (95/100);
end
elseif ismember(app.DropDown_UF.Value,app.centroOeste_a) == 1
if (app.DropDown_Inclinacao.Value == "30º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "60º")
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif (app.DropDown_Inclinacao.Value == "0º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "90º")
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif (app.DropDown_Inclinacao.Value == "20º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "90º")
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif (app.DropDown_Inclinacao.Value == "30º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "90º")
app.percentual_irrad = (90/100);
else
app.percentual_irrad = (95/100);
end
elseif ismember(app.DropDown_UF.Value,app.centroOeste_a) == 1
if (app.DropDown_Inclinacao.Value == "0º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "0º")
app.percentual_irrad = (90/100);
elseif (app.DropDown_Inclinacao.Value == "0º") && (app.DropDown_desvAzimute.Value == "30º")

```



```

app.percentual_irrad = (90/100);
else
app.percentual_irrad = (95/100);
end
end
end

function exportar_relatorio(app)
makeDOMCompilable();
import mlreportgen.dom.*;
t = datestr(now, 'ddmmyyyy');
report_name = strcat("PVsolar - Relatório ",t);
if app.DropDown_FormatoRelatorio.Value == "PDF"
r = Document(report_name, 'pdf');
elseif app.DropDown_FormatoRelatorio.Value == "HTML"
r = Document(report_name, 'html-file');
end
path = uigetdir('C:\');
r.OutputPath = strcat(path, '\', report_name);
image = Image(which('logo_report.png'));
image.Style = {HAlign('center'),OuterMargin("0pt", "0pt", "-50pt", "0pt"),ScaleToFit};
append(r, image);
author = Paragraph("PVsolar - Relatório de Simulação");
author.Style = {Bold,HAlign('left'),FontFamily('Arial'),FontSize('14pt'),Color('black'),
HAlign('center')};
append(r, author);
autores = Paragraph('Autor: Iago Matos Oliveira, Orientador: Profº. Dr. Carlos Toshiyuki Matsumi,
Coorientadora: Profª. Me. Joice Luiz Jeronimo');
autores.Style = {Italic,HAlign('left'),FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),Color('black'),
HAlign('center'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "15pt")};
append(r, autores);
localizacao1 = Paragraph(strcat("Localização: ", app.Label_Localizacao2.Text));
localizacao1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, localizacao1);
latitude1 = Paragraph(strcat("Latitude: ", app.Label_Latitude2.Text));
latitude1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, latitude1);
longitude1 = Paragraph(strcat("Longitude: ", app.Label_Longitude2.Text));
longitude1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, longitude1);
irradiacao_medial1 = Paragraph(strcat("Irradiação Solar Média Diária Anual:
", app.Label_IrradiacaoSolar2.Text));
irradiacao_medial1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, irradiacao_medial1);
potencia_sistema1 = Paragraph(strcat("Potência do Sistema: ", app.Label_PotenciaSistema2.Text));
potencia_sistema1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, potencia_sistema1);
numero_modulos1 = Paragraph(strcat("Nº de Módulos: ", app.Label_NumModulos2.Text));
numero_modulos1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, numero_modulos1);
potencia_modulos1 = Paragraph(strcat("Potência de cada módulo: ", app.Label_PotenciaModulo2.Text));
potencia_modulos1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, potencia_modulos1);
dimensao_modulos1 = Paragraph(strcat("Dimensão de cada módulo: ", app.Label_Dimensoes2.Text));
dimensao_modulos1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, dimensao_modulos1);
energia_gerada1 = Paragraph(strcat("Energia média gerada: ", app.Label_EnergiaMedia2.Text));
energia_gerada1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, energia_gerada1);
produtividade1 = Paragraph(strcat("Produtividade do Sistema Fotovoltaico:
", app.Label_Produtividade.Text));
produtividade1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, produtividade1);
area1 = Paragraph(strcat("Área necessária: ", app.Label_AreaNecessaria2.Text));
area1.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "8pt")};
append(r, area1);
tabletitle = Paragraph(strcat("Recurso Solar em ", app.Label_Localizacao2.Text));
tabletitle.Style = {Bold,FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),HAlign('center'),OuterMargin("0pt",
"0pt", "10pt", "10pt")};
append(r, tabletitle);
table = Table({'Mês' 'Irradiação Solar Média Diária Mensal - Plano Inclinado [Wh/m².dia] ';...
'Janeiro ' app.source.JAN(app.row_data);...
'Fevereiro' app.source.FEB(app.row_data);...
'Março ' app.source.MAR(app.row_data);...

```

```

'Abril ' app.source.APR(app.row_data);...
'Maio ' app.source.MAY(app.row_data);...
'Junho ' app.source.JUN(app.row_data);...
'Julho ' app.source.JUL(app.row_data);...
'Agosto ' app.source.AUG(app.row_data);...
'Setembro ' app.source.SEP(app.row_data);...
'Outubro ' app.source.OCT(app.row_data);...
'Novembro ' app.source.NOV(app.row_data);...
'Dezembro ' app.source.DEC(app.row_data);...
'MÉDIA ' app.source.ANNUAL(app.row_data)}});
table.Style =
{FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "10pt"),Border('single'),RowSep('single'),ColSep('single'),HAlign('center'),Width('100%')};
table.TableEntriesHAlign = 'center';
append(r,table);
pbr = PageBreak();
append(r,pbr);
UC1 = Paragraph('UNIDADE PROSSUMIDORA');
UC1.Style = {Bold,FontFamily('Arial'),FontSize('12pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "10pt")};
append(r,UC1);
ligacao_UC = Paragraph(strcat("Ligação: ",app.Label_TipodeLigacao2.Text));
ligacao_UC.Style = {FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "10pt")};
append(r,ligacao_UC);
tabletitle = Paragraph('Energia na Unidade Prossumidora [kWh/mês]');
tabletitle.Style = {Bold,FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),HAlign('center'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "10pt")};
append(r,tabletitle);
table = Table({' ' 'Consumida' 'Gerada' 'Créditos';...
'Janeiro' num2str(app.consumido(1,1), '%.2f') num2str(app.gerado(1,1), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,1), '%.2f');...
'Fevereiro' num2str(app.consumido(1,2), '%.2f') num2str(app.gerado(1,2), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,2), '%.2f');...
'Março' num2str(app.consumido(1,3), '%.2f') num2str(app.gerado(1,3), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,3), '%.2f');...
'Abril' num2str(app.consumido(1,4), '%.2f') num2str(app.gerado(1,4), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,4), '%.2f');...
'Maio' num2str(app.consumido(1,5), '%.2f') num2str(app.gerado(1,5), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,5), '%.2f');...
'Junho' num2str(app.consumido(1,6), '%.2f') num2str(app.gerado(1,6), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,6), '%.2f');...
'Julho' num2str(app.consumido(1,7), '%.2f') num2str(app.gerado(1,7), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,7), '%.2f');...
'Agosto' num2str(app.consumido(1,8), '%.2f') num2str(app.gerado(1,8), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,8), '%.2f');...
'Setembro' num2str(app.consumido(1,9), '%.2f') num2str(app.gerado(1,9), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,9), '%.2f');...
'Outubro' num2str(app.consumido(1,10), '%.2f') num2str(app.gerado(1,10), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,10), '%.2f');...
'Novembro' num2str(app.consumido(1,11), '%.2f') num2str(app.gerado(1,11), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,11), '%.2f');...
'Dezembro' num2str(app.consumido(1,12), '%.2f') num2str(app.gerado(1,12), '%.2f')
num2str(app.creditos_gerados(1,12), '%.2f');...
'TOTAL' num2str(sum(app.consumido(1,1:12)), '%.2f') num2str(sum(app.gerado(1,1:12)), '%.2f')
num2str(sum(app.creditos_gerados(1,1:12)), '%.2f')});
table.Style =
{FontFamily('Arial'),FontSize('10pt'),OuterMargin("0pt", "0pt", "0pt", "30pt"),Border('single'),RowSep('single'),ColSep('single'),HAlign('center'),Width('100%'),FlowDirection('ltr')};
table.TableEntriesHAlign = 'center';
append(r,table);
close(r);
f = app.PVsolar1;
message = sprintf('Relatório exportado com sucesso!');
uialert(f,message, 'Aviso', 'Icon', 'success');
end
end

% Callbacks that handle component events
methods (Access = private)

% Code that executes after component creation
function startupFcn(app)
load_sourcedata(app)

```

```

load_dropdown(app)
load_UCTable(app)
reset_UIAxes(app)
end

% Value changed function: DropDown_UF
function DropDown_UFValueChanged(app, event)
UF_change(app)
end

% Callback function
function Spinner_NumeroUCValueChanged(app, event)
load_UCTable(app);
end

% Button pushed function: Button_Similar
function Button_SimilarPushed(app, event)
app.custo_disponibilidade(1:length(app.s),1) = 0;
%app.n_interacoes = 100;
if strcmp(app.DropDown_Municipio.Value, "Selecione um municipio")==1
erro(app)
else
UF_change(app)
MUN_change(app)
app.Window.SelectedTab = app.Tab_Resultados;
CALC_1(app)
CALC_2(app)
for i=1:app.n_interacoes
if sum(app.faturado(1,:))>12*app.custo_disponibilidade(1,1)
if app.ajuste_total < 0
break
else
app.consumo_calculo = app.consumo_calculo+app.ajuste_total;
CALC_2(app)
end
end
end
showResultados(app)
end
end

% Selection changed function: Box_PotenciaNominalFV
function Box_PotenciaNominalFVSelectionChanged(app, event)
selectedButton = app.Box_PotenciaNominalFV.SelectedObject.Text;
if selectedButton == "Baseado no consumo das UC's;"
app.EditField_EntradaPotenciaFV.Enable = 'off';
else
app.EditField_EntradaPotenciaFV.Enable = 'on';
end
end

% Button pushed function: IniciardimensionamentoButton
function IniciardimensionamentoButtonPushed(app, event)
app.Window.SelectedTab = app.DIMENSIONAMENTOTab;
end

% Button pushed function: Button_ExportarRelatorio
function Button_ExportarRelatorioPushed(app, event)
exportar_relatorio(app);

end

% Value changed function: MediaCalcSelec
function MediaCalcSelecValueChanged(app, event)

```

```

if app.MediaCalcSelec.Value == 1
app.Table_DadosUC.Enable = 'off';
app.LigacaoDropDown.Visible = true;
app.LigacaoDropDown.Visible = true;
app.LigaoDropDownLabel.Visible = true;
app.MediaCalc.Visible = true;
app.LigacaoDropDown.Items = {'Monofásico', 'Bifásico', 'Trifásico'};
elseif app.MediaCalcSelec.Value == 0
app.Table_DadosUC.Enable = 'on';
app.LigacaoDropDown.Visible = false;
app.LigaoDropDownLabel.Visible = false;
app.MediaCalc.Visible = false;
end
end

% Value changed function: OutrosModulos
function OutrosModulosValueChanged(app, event)
if app.OutrosModulos.Value == 1
app.UserPotenModulo.Visible = true;
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_2.Visible = true;
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3.Visible = true;
app.DimModAlt.Visible = true;
app.DimModLar.Visible = true;
app.XLabel.Visible = true;
app.DropDown_PotenciaModulo.Enable = false;
elseif app.OutrosModulos.Value == 0
app.UserPotenModulo.Visible = false;
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_2.Visible = false;
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3.Visible = false;
app.DimModAlt.Visible = false;
app.DimModLar.Visible = false;
app.XLabel.Visible = false;
app.DropDown_PotenciaModulo.Enable = true;
end
end
end

% Component initialization
methods (Access = private)

% Create UIFigure and components
function createComponents(app)

% Create PVsolar1 and hide until all components are created
app.PVsolar1 = uifigure('Visible', 'off');
app.PVsolar1.AutoSizeChildren = 'off';
app.PVsolar1.Position = [100 100 1074 643];
app.PVsolar1.Name = 'PVsolar';
app.PVsolar1.Resize = 'off';

% Create Window
app.Window = uitabgroup(app.PVsolar1);
app.Window.AutoSizeChildren = 'off';
app.Window.Position = [1 14 1089 630];

% Create DEFINIESTab
app.DEFINIESTab = uitab(app.Window);
app.DEFINIESTab.Title = 'DEFINIÇÕES';

% Create IniciardimensionamentoButton
app.IniciardimensionamentoButton = uibutton(app.DEFINIESTab, 'push');
app.IniciardimensionamentoButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app,
@IniciardimensionamentoButtonPushed, true);
app.IniciardimensionamentoButton.BackgroundColor = [0.3922 0.8314 0.0745];
app.IniciardimensionamentoButton.FontSize = 20;

```

```

app.IniciardimensionamentoButton.FontWeight = 'bold';
app.IniciardimensionamentoButton.Position = [770 90 277 39];
app.IniciardimensionamentoButton.Text = 'Iniciar dimensionamento';

% Create SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.BackgroundColor = [0.9412 0.9412 0.9412];
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.HorizontalAlignment = 'center';
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.FontSize = 30;
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.FontWeight = 'bold';
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.FontColor = [0.3922 0.8314 0.0745];
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.Position = [242 497 579 36];
app.SIMULADORFOTOVOLTAICOPVsolarLabel.Text = 'SIMULADOR FOTOVOLTAICO - PVsolar';

% Create SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaiacaPVsolarLabel
app.SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaiacaPVsolarLabel = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaiacaPVsolarLabel.FontSize = 16;
app.SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaiacaPVsolarLabel.FontWeight = 'bold';
app.SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaiacaPVsolarLabel.Position = [211 428 505 22];
app.SejabemvindoaosoftwaredesimulaofotovoltaiacaPVsolarLabel.Text = 'Seja bem-vindo ao software de
simulação fotovoltaica - PVsolar';

% Create Label
app.Label = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label.Position = [211 384 792 42];
app.Label.Text = 'O Simulador foi desenvolvido por Iago Matos sob orientação do professor Dr. Carlos
Toshiyuki Matsumi e professora Me. Joice Luiz Jeronimo';

% Create Label_2
app.Label_2 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_2.Position = [211 360 796 28];
app.Label_2.Text = {'O principal objetivo do software é dimensionar sistemas fotovoltaicos a nível de
microgeração (com potência até 75kW) conectados à rede elétrica,'; ' baseando-se no consumo médio de
energia de uma unidade consumidora. '};

% Create Label_3
app.Label_3 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_3.Position = [211 323 655 31];
app.Label_3.Text = 'A seguir será dado algumas instruções relacionadas a manipulação do simulador.';

% Create Label_4
app.Label_4 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_4.Position = [211 288 832 31];
app.Label_4.Text = {'Passo 01: Após dado início ao dimensionamento, insira o consumo mensal de energia
em kWh/mês da unidade consumidora e defina o tipo de ligação '; 'da UC (monofásico, bifásico ou
trifásico).'};

% Create Label_5
app.Label_5 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_5.Position = [212 261 655 22];
app.Label_5.Text = 'Passo 02: Selecione o estado e a cidade onde será instalado o sistema
fotovoltaico';

% Create Label_6
app.Label_6 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_6.Position = [211 237 655 15];
app.Label_6.Text = 'Passo 03: Defina o ângulo de inclinação e desvio azimutal do telhado onde será
instalado os painéis solares.';

% Create Label_7
app.Label_7 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_7.Position = [211 211 655 18];
app.Label_7.Text = 'Passo 04: Defina a potência dos módulos fotovoltaicos.';

```

```

% Create Label_8
app.Label_8 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_8.Position = [211 164 792 42];
app.Label_8.Text = {'Passo 05: Caso o interesse do usuário seja de dimensionar um sistema que gere um
percentual do consumo médio, em parâmetros avançados '; 'existe a opção de definir um percentual de
geração, podendo ser menor ou maior que a demanda solicitada.'};

% Create Label_9
app.Label_9 = uilabel(app.DEFINIESTab);
app.Label_9.Position = [212 141 655 22];
app.Label_9.Text = 'Passo 06: Execute a simulação e verifique os resultados na janela RESULTADOS.';

% Create Image2
app.Image2 = uiimage(app.DEFINIESTab);
app.Image2.Position = [60 457 132 125];
app.Image2.ImageSource = 'IFSC_logo_vertical.png';

% Create DIMENSIONAMENTOTab
app.DIMENSIONAMENTOTab = uitab(app.Window);
app.DIMENSIONAMENTOTab.AutoResizeChildren = 'off';
app.DIMENSIONAMENTOTab.Title = 'DIMENSIONAMENTO';

% Create Box_Localizacao
app.Box_Localizacao = uipanel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.Box_Localizacao.AutoResizeChildren = 'off';
app.Box_Localizacao.BorderType = 'none';
app.Box_Localizacao.Title = 'Localização: ';
app.Box_Localizacao.FontWeight = 'bold';
app.Box_Localizacao.FontSize = 14;
app.Box_Localizacao.Position = [426 378 258 124];

% Create EstadoLabel
app.EstadoLabel = uilabel(app.Box_Localizacao);
app.EstadoLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.EstadoLabel.Position = [20 62 43 22];
app.EstadoLabel.Text = 'Estado';

% Create DropDown_UF
app.DropDown_UF = uidropdown(app.Box_Localizacao);
app.DropDown_UF.Items = {};
app.DropDown_UF.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @DropDown_UFValueChanged, true);
app.DropDown_UF.Position = [78 62 168 22];
app.DropDown_UF.Value = {};

% Create MunicipioLabel
app.MunicipioLabel = uilabel(app.Box_Localizacao);
app.MunicipioLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.MunicipioLabel.Position = [6 31 57 22];
app.MunicipioLabel.Text = 'Município';

% Create DropDown_Municipio
app.DropDown_Municipio = uidropdown(app.Box_Localizacao);
app.DropDown_Municipio.Items = {};
app.DropDown_Municipio.Position = [78 31 168 22];
app.DropDown_Municipio.Value = {};

% Create Box_Configuracoes
app.Box_Configuracoes = uipanel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.Box_Configuracoes.AutoResizeChildren = 'off';
app.Box_Configuracoes.BorderType = 'none';

```

```

app.Box_Configuracoes.Title = 'Parametros avançados: ';
app.Box_Configuracoes.FontWeight = 'bold';
app.Box_Configuracoes.FontSize = 14;
app.Box_Configuracoes.Position = [713 377 285 124];

% Create RazodeperformancePrLabel
app.RazodeperformancePrLabel = uilabel(app.Box_Configuracoes);
app.RazodeperformancePrLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.RazodeperformancePrLabel.Position = [4 31 154 22];
app.RazodeperformancePrLabel.Text = 'Razão de performance (Pr):';

% Create Spinner_PR
app.Spinner_PR = uispinner(app.Box_Configuracoes);
app.Spinner_PR.Step = 0.01;
app.Spinner_PR.Limits = [0.5 1];
app.Spinner_PR.ValueDisplayFormat = '%.2f';
app.Spinner_PR.Position = [191 32 95 22];
app.Spinner_PR.Value = 0.8;

% Create PercentualdeGeraoLabel
app.PercentualdeGeraoLabel = uilabel(app.Box_Configuracoes);
app.PercentualdeGeraoLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.PercentualdeGeraoLabel.Position = [4 62 154 22];
app.PercentualdeGeraoLabel.Text = 'Percentual de Geração (%):';

% Create Spinner_PorcentGeracao
app.Spinner_PorcentGeracao = uispinner(app.Box_Configuracoes);
app.Spinner_PorcentGeracao.Limits = [1 Inf];
app.Spinner_PorcentGeracao.Position = [191 63 95 22];
app.Spinner_PorcentGeracao.Value = 100;

% Create MediaCalcSelec
app.MediaCalcSelec = uicheckbox(app.Box_Configuracoes);
app.MediaCalcSelec.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @MediaCalcSelecValueChanged, true);
app.MediaCalcSelec.Text = 'Média de consumo calculada';
app.MediaCalcSelec.Position = [11 1 177 22];

% Create MediaCalc
app.MediaCalc = uieditfield(app.Box_Configuracoes, 'text');
app.MediaCalc.Visible = 'off';
app.MediaCalc.Position = [191 4 87 22];

% Create Box_PotenciaNominalFV
app.Box_PotenciaNominalFV = uibuttongroup(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.Box_PotenciaNominalFV.AutoResizeChildren = 'off';
app.Box_PotenciaNominalFV.SelectionChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@Box_PotenciaNominalFVSelectionChanged, true);
app.Box_PotenciaNominalFV.BorderType = 'none';
app.Box_PotenciaNominalFV.Title = 'Características de instalação dos painéis: ';
app.Box_PotenciaNominalFV.FontWeight = 'bold';
app.Box_PotenciaNominalFV.FontSize = 14;
app.Box_PotenciaNominalFV.Position = [110 287 317 215];

% Create PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3 = uilabel(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3.HorizontalAlignment = 'right';
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3.Visible = 'off';
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3.Position = [22 47 124 22];
app.PotnciadosMdulosEditFieldLabel_3.Text = 'Potência dos Módulos';

% Create DropDown_Inclinacao
app.DropDown_Inclinacao = uidropdown(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.DropDown_Inclinacao.Items = {};

```

```

app.DropDown_Inclinacao.Position = [180 164 100 22];
app.DropDown_Inclinacao.Value = {};

% Create InclinacaoDropDownLabel
app.InclinacaoDropDownLabel = uilabel(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.InclinacaoDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.InclinacaoDropDownLabel.Position = [22 164 60 22];
app.InclinacaoDropDownLabel.Text = 'Inclinação';

% Create DropDown_desvAzimute
app.DropDown_desvAzimute = uidropdown(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.DropDown_desvAzimute.Items = {};
app.DropDown_desvAzimute.Position = [180 133 100 22];
app.DropDown_desvAzimute.Value = {};

% Create DesvioAzimutalLabel
app.DesvioAzimutalLabel = uilabel(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.DesvioAzimutalLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.DesvioAzimutalLabel.Position = [22 133 92 22];
app.DesvioAzimutalLabel.Text = 'Desvio Azimutal';

% Create PotnciadossmdulosLabel
app.PotnciadossmdulosLabel = uilabel(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.PotnciadossmdulosLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.PotnciadossmdulosLabel.Position = [22 101 124 22];
app.PotnciadossmdulosLabel.Text = 'Potência dos módulos';

% Create DropDown_PotenciaModulo
app.DropDown_PotenciaModulo = uidropdown(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.DropDown_PotenciaModulo.Items = {};
app.DropDown_PotenciaModulo.Position = [180 99 100 22];
app.DropDown_PotenciaModulo.Value = {};

% Create OutrosModulos
app.OutrosModulos = uicheckbox(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.OutrosModulos.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @OutrosModulosValueChanged, true);
app.OutrosModulos.Text = 'Outros Módulos';
app.OutrosModulos.Position = [28 76 107 22];

% Create UserPotenModulo
app.UserPotenModulo = uieditfield(app.Box_PotenciaNominalFV, 'numeric');
app.UserPotenModulo.Visible = 'off';
app.UserPotenModulo.Position = [180 47 100 22];

% Create XLabel
app.XLabel = uilabel(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.XLabel.Visible = 'off';
app.XLabel.Position = [225 11 14 22];
app.XLabel.Text = 'X';

% Create PotnciadossmdulosEditFieldLabel_2
app.PotnciadossmdulosEditFieldLabel_2 = uilabel(app.Box_PotenciaNominalFV);
app.PotnciadossmdulosEditFieldLabel_2.HorizontalAlignment = 'right';
app.PotnciadossmdulosEditFieldLabel_2.Visible = 'off';
app.PotnciadossmdulosEditFieldLabel_2.Position = [22 11 140 22];
app.PotnciadossmdulosEditFieldLabel_2.Text = 'Dimensões dos Módulos';

% Create DimModLar
app.DimModLar = uieditfield(app.Box_PotenciaNominalFV, 'numeric');
app.DimModLar.Visible = 'off';
app.DimModLar.Position = [236 11 44 22];

```

```

% Create DimModAlt
app.DimModAlt = uieditfield(app.Box_PotenciaNominalFV, 'numeric');
app.DimModAlt.Visible = 'off';
app.DimModAlt.Position = [180 11 42 22];

% Create Button_Similar
app.Button_Similar = uibutton(app.DIMENSIONAMENTOTab, 'push');
app.Button_Similar.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @Button_SimilarPushed, true);
app.Button_Similar.BackgroundColor = [0.3922 0.8314 0.0745];
app.Button_Similar.FontSize = 25;
app.Button_Similar.FontWeight = 'bold';
app.Button_Similar.Position = [60 11 956 49];
app.Button_Similar.Text = 'SIMULAR';

% Create Table_DadosUC
app.Table_DadosUC = uitable(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.Table_DadosUC.ColumnName = {'Ligação'; 'Janeiro'; 'Fevereiro'; 'Março'; 'Abril'; 'Maio'; 'Junho';
'Julho'; 'Agosto'; 'Setembro'; 'Outubro'; 'Novembro'; 'Dezembro'};
app.Table_DadosUC.ColumnWidth = {100, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70};
app.Table_DadosUC.RowName = {};
app.Table_DadosUC.ColumnEditable = true;
app.Table_DadosUC.ForegroundColor = [0.651 0.651 0.651];
app.Table_DadosUC.Position = [69 219 942 51];

% Create Label_13
app.Label_13 = uilabel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.Label_13.Position = [69 163 1447 54];
app.Label_13.Text = {'Obs. 01: A razão de performance 0,80 é dada inicialmente como um valor padrão
para o dimensionamento, podendo ser alterada a critério do usuário. Normalmente, ' considerando as
perdas do sistema fotovoltaico, o fator de performance pode variar entre 0,70 a 0,84. Adota-se 0,70
quando há perdas significativas por sombreamento '; 'nos módulos fotovoltaicos e adota-se 0,84 quando
não há nenhuma perda por sombreamento.'};

% Create Label_14
app.Label_14 = uilabel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.Label_14.Position = [69 80 812 84];
app.Label_14.Text = {'Obs. 02: Como referencia ao ângulo de desvio azimutal, têm-se: ' NORTE
geográfico = 0°'; ' LESTE e OESTE geográfico = 90°'; '' ; 'O percentual de perda de irradiação por
variação no desvio é simétrico, ou seja, para ângulos de -30° ou 30° o percentual de perda é o mesmo.';
''};

% Create ENTRADADEDADOSPVsolarLabel
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel = uilabel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel.HorizontalAlignment = 'center';
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel.FontSize = 30;
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel.FontWeight = 'bold';
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel.FontColor = [0.3922 0.8314 0.0745];
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel.Position = [299 532 466 36];
app.ENTRADADEDADOSPVsolarLabel.Text = 'ENTRADA DE DADOS - PVsolar';

% Create LigaoDropDownLabel
app.LigaoDropDownLabel = uilabel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.LigaoDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.LigaoDropDownLabel.Visible = 'off';
app.LigaoDropDownLabel.Position = [782 343 48 22];
app.LigaoDropDownLabel.Text = 'Ligação';

% Create LigacaoDropDown
app.LigacaoDropDown = uidropdown(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.LigacaoDropDown.Items = {};
app.LigacaoDropDown.Visible = 'off';
app.LigacaoDropDown.Position = [856 343 100 22];
app.LigacaoDropDown.Value = {};

```

```

% Create ConsumomdioMensalLabel
app.ConsumomdioMensalLabel = uilabel(app.DIMENSIONAMENTOTab);
app.ConsumomdioMensalLabel.FontWeight = 'bold';
app.ConsumomdioMensalLabel.Position = [69 267 165 22];
app.ConsumomdioMensalLabel.Text = 'Consumo médio Mensal';

% Create Tab_Resultados
app.Tab_Resultados = uitab(app.Window);
app.Tab_Resultados.AutoResizeChildren = 'off';
app.Tab_Resultados.Title = 'RESULTADOS';
app.Tab_Resultados.BackgroundColor = 'none';

% Create LocaldeInstalaoPanel
app.LocaldeInstalaoPanel = uipanel(app.Tab_Resultados);
app.LocaldeInstalaoPanel.AutoResizeChildren = 'off';
app.LocaldeInstalaoPanel.Title = 'Local de Instalação: ';
app.LocaldeInstalaoPanel.FontWeight = 'bold';
app.LocaldeInstalaoPanel.FontSize = 16;
app.LocaldeInstalaoPanel.Position = [26 286 458 305];

% Create Label_AreaNecessaria2
app.Label_AreaNecessaria2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_AreaNecessaria2.FontWeight = 'bold';
app.Label_AreaNecessaria2.Position = [230 10 181 22];
app.Label_AreaNecessaria2.Text = '<Área>';

% Create Label_AreaNecessaria
app.Label_AreaNecessaria = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_AreaNecessaria.Position = [16 10 184 22];
app.Label_AreaNecessaria.Text = 'Área necessária para instalação :';

% Create Label_Produtividade
app.Label_Produtividade = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Produtividade.FontWeight = 'bold';
app.Label_Produtividade.Position = [230 65 181 22];
app.Label_Produtividade.Text = '<Produtividade>';

% Create Label_ProdutividadeFV
app.Label_ProdutividadeFV = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_ProdutividadeFV.Position = [16 66 215 22];
app.Label_ProdutividadeFV.Text = 'Produtividade do Sistema Fotovoltaico: ';

% Create Label_PotenciaSistema2
app.Label_PotenciaSistema2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_PotenciaSistema2.FontWeight = 'bold';
app.Label_PotenciaSistema2.Position = [230 143 181 22];
app.Label_PotenciaSistema2.Text = '<Potência>';

% Create Label_PotenciaSistema
app.Label_PotenciaSistema = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_PotenciaSistema.Position = [16 146 117 22];
app.Label_PotenciaSistema.Text = 'Potência do sistema: ';

% Create Label_TipodeLigacao2
app.Label_TipodeLigacao2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_TipodeLigacao2.FontWeight = 'bold';
app.Label_TipodeLigacao2.Position = [230 164 181 22];
app.Label_TipodeLigacao2.Text = '<Tipo de ligação>';

```

```

% Create Label_TipodeLigacao
app.Label_TipodeLigacao = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_TipodeLigacao.Position = [16 167 90 22];
app.Label_TipodeLigacao.Text = 'Tipo de ligação:';

% Create Label_IrradiacaoSolar2
app.Label_IrradiacaoSolar2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_IrradiacaoSolar2.FontWeight = 'bold';
app.Label_IrradiacaoSolar2.Position = [230 186 181 22];
app.Label_IrradiacaoSolar2.Text = '<Irradiação>';

% Create Label_IrradiacaoSolar
app.Label_IrradiacaoSolar = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_IrradiacaoSolar.Position = [16 186 199 22];
app.Label_IrradiacaoSolar.Text = 'Irradiação Solar Média Diária Anual:';

% Create Label_Longitude2
app.Label_Longitude2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Longitude2.FontWeight = 'bold';
app.Label_Longitude2.Position = [230 205 181 22];
app.Label_Longitude2.Text = '<Longitude>';

% Create Label_Longitude
app.Label_Longitude = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Longitude.Position = [16 205 62 22];
app.Label_Longitude.Text = 'Longitude: ';

% Create Label_Latitude2
app.Label_Latitude2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Latitude2.FontWeight = 'bold';
app.Label_Latitude2.Position = [230 224 181 22];
app.Label_Latitude2.Text = '<Latitude>';

% Create Label_Latitude
app.Label_Latitude = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Latitude.Position = [16 225 52 22];
app.Label_Latitude.Text = 'Latitude: ';

% Create Label_Localizacao2
app.Label_Localizacao2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Localizacao2.FontWeight = 'bold';
app.Label_Localizacao2.Position = [230 244 181 22];
app.Label_Localizacao2.Text = '<Localização>';

% Create Label_Localizacao
app.Label_Localizacao = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Localizacao.Position = [16 244 72 22];
app.Label_Localizacao.Text = 'Localização: ';

% Create Label_PotenciaModulo2
app.Label_PotenciaModulo2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_PotenciaModulo2.FontWeight = 'bold';
app.Label_PotenciaModulo2.Position = [230 106 181 22];
app.Label_PotenciaModulo2.Text = '<Potência>';

% Create Label_PotenciaModulo
app.Label_PotenciaModulo = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_PotenciaModulo.Position = [16 108 144 22];
app.Label_PotenciaModulo.Text = 'Potência de cada modulo: ';

```

```

% Create Label_EnergiaMedia2
app.Label_EnergiaMedia2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_EnergiaMedia2.FontWeight = 'bold';
app.Label_EnergiaMedia2.Position = [230 86 181 22];
app.Label_EnergiaMedia2.Text = '<Potência>';

% Create Label_EnergiaMedia
app.Label_EnergiaMedia = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_EnergiaMedia.Position = [16 88 127 22];
app.Label_EnergiaMedia.Text = 'Energia média gerada: ';

% Create Label_NumModulos2
app.Label_NumModulos2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_NumModulos2.FontWeight = 'bold';
app.Label_NumModulos2.Position = [230 125 181 22];
app.Label_NumModulos2.Text = '<Potência>';

% Create Label_NumModulos
app.Label_NumModulos = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_NumModulos.Position = [16 127 71 22];
app.Label_NumModulos.Text = 'Nº Modulos: ';

% Create Label_Dimensoes
app.Label_Dimensoes = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Dimensoes.HorizontalAlignment = 'right';
app.Label_Dimensoes.Position = [11 32 168 35];
app.Label_Dimensoes.Text = {'Dimensões de cada Módulo: '; '(Comprimento x Largura) '};

% Create Label_Dimensoes2
app.Label_Dimensoes2 = uilabel(app.LocaldeInstalaoPanel);
app.Label_Dimensoes2.FontWeight = 'bold';
app.Label_Dimensoes2.Position = [230 38 181 22];
app.Label_Dimensoes2.Text = '<Dimensões>';

% Create ResultadosUC
app.ResultadosUC = uipanel(app.Tab_Resultados);
app.ResultadosUC.AutoResizeChildren = 'off';
app.ResultadosUC.Title = 'Resultados para a Unidade Consumidora';
app.ResultadosUC.FontWeight = 'bold';
app.ResultadosUC.Position = [26 50 1040 144];

% Create Table_SaidaDadosUC
app.Table_SaidaDadosUC = uitable(app.ResultadosUC);
app.Table_SaidaDadosUC.ColumnName = {'Janeiro'; 'Fevereiro'; 'Março'; 'Abril'; 'Maio'; 'Junho';
'Julho'; 'Agosto'; 'Setembro'; 'Outubro'; 'Novembro'; 'Dezembro'; 'Anual'};
app.Table_SaidaDadosUC.ColumnWidth = {70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 90};
app.Table_SaidaDadosUC.RowName = {};
app.Table_SaidaDadosUC.ColumnEditable = true;
app.Table_SaidaDadosUC.ForegroundColor = [0.651 0.651 0.651];
app.Table_SaidaDadosUC.FontName = 'Arial';
app.Table_SaidaDadosUC.Position = [103 10 933 95];

% Create ConsumokWhLabel
app.ConsumokWhLabel = uilabel(app.ResultadosUC);
app.ConsumokWhLabel.Position = [8 62 91 22];
app.ConsumokWhLabel.Text = 'Consumo [kWh]';

% Create GeraokWhLabel
app.GeraokWhLabel = uilabel(app.ResultadosUC);
app.GeraokWhLabel.Position = [13 40 86 22];
app.GeraokWhLabel.Text = 'Geração [kWh]';

```

```

% Create CREDITOKWhLabel
app.CreditokWhLabel = uilabel(app.ResultadosUC);
app.CreditokWhLabel.Position = [20 18 78 22];
app.CreditokWhLabel.Text = 'Crédito [kWh]';

% Create Table_Irradiacao
app.Table_Irradiacao = uitable(app.Tab_Resultados);
app.Table_Irradiacao.ColumnName = {'Janeiro'; 'Fevereiro'; 'Março'; 'Abril'; 'Maio'; 'Junho'; 'Julho';
'Agosto'; 'Setembro'; 'Outubro'; 'Novembro'; 'Dezembro'; 'Anual'};
app.Table_Irradiacao.ColumnWidth = {70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 70, 90};
app.Table_Irradiacao.RowName = {};
app.Table_Irradiacao.ColumnEditable = true;
app.Table_Irradiacao.ForegroundColor = [0.651 0.651 0.651];
app.Table_Irradiacao.Position = [74 201 932 51];

% Create TabGroup
app.TabGroup = uitabgroup(app.Tab_Resultados);
app.TabGroup.AutoResizeChildren = 'off';
app.TabGroup.Position = [503 300 550 301];

% Create ConsumoeGeracaoTotalTab
app.ConsumoeGeracaoTotalTab = uitab(app.TabGroup);
app.ConsumoeGeracaoTotalTab.AutoResizeChildren = 'off';
app.ConsumoeGeracaoTotalTab.Title = 'Consumo e Geração Total';

% Create Grafico_GeracaoConsumo
app.Grafico_GeracaoConsumo = uiaxes(app.ConsumoeGeracaoTotalTab);
title(app.Grafico_GeracaoConsumo, 'Consumo versus Geração ')
xlabel(app.Grafico_GeracaoConsumo, '')
ylabel(app.Grafico_GeracaoConsumo, '')
zlabel(app.Grafico_GeracaoConsumo, '')
app.Grafico_GeracaoConsumo.PlotBoxAspectRatio = [1.88823529411765 1 1];
app.Grafico_GeracaoConsumo.YGrid = 'on';
app.Grafico_GeracaoConsumo.Position = [2 0 547 274];

% Create IrradiaoSolarMdiaTab
app.IrradiaoSolarMdiaTab = uitab(app.TabGroup);
app.IrradiaoSolarMdiaTab.AutoResizeChildren = 'off';
app.IrradiaoSolarMdiaTab.Title = 'Irradiação Solar Média';

% Create Grafico_Irradiacao
app.Grafico_Irradiacao = uiaxes(app.IrradiaoSolarMdiaTab);
title(app.Grafico_Irradiacao, 'Irradiação Solar Média Diária Mensal* [kWh/m².dia]')
xlabel(app.Grafico_Irradiacao, '')
ylabel(app.Grafico_Irradiacao, '')
zlabel(app.Grafico_Irradiacao, '')
app.Grafico_Irradiacao.PlotBoxAspectRatio = [1.88823529411765 1 1];
app.Grafico_Irradiacao.YGrid = 'on';
app.Grafico_Irradiacao.Position = [2 0 547 274];

% Create Button_ExportarRelatorio
app.Button_ExportarRelatorio = uibutton(app.Tab_Resultados, 'push');
app.Button_ExportarRelatorio.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @Button_ExportarRelatorioPushed,
true);
app.Button_ExportarRelatorio.Position = [663 11 204 22];
app.Button_ExportarRelatorio.Text = 'Exportar Relatório';

% Create DropDown_FormatoRelatorio
app.DropDown_FormatoRelatorio = uidropdown(app.Tab_Resultados);
app.DropDown_FormatoRelatorio.Items = {'PDF', 'HTML'};
app.DropDown_FormatoRelatorio.Position = [899 11 100 22];
app.DropDown_FormatoRelatorio.Value = 'PDF';

```

```
% Create IrradiaowhmdiaLabel
app.IrradiaowhmdiaLabel = uilabel(app.Tab_Resultados);
app.IrradiaowhmdiaLabel.FontWeight = 'bold';
app.IrradiaowhmdiaLabel.Position = [78 252 144 22];
app.IrradiaowhmdiaLabel.Text = 'Irradiação [Wh/m².dia]';

% Show the figure after all components are created
app.PVsolar1.Visible = 'on';
end
end

% App creation and deletion
methods (Access = public)

% Construct app
function app = PVsolar

% Create UIFigure and components
createComponents(app)

% Register the app with App Designer
registerApp(app, app.PVsolar1)
% Execute the startup function
runStartupFcn(app, @startupFcn)
if nargin == 0
clear app
end
end
% Code that executes before app deletion
function delete(app)
% Delete UIFigure when app is deleted
delete(app.PVsolar1)
end
end
end
```

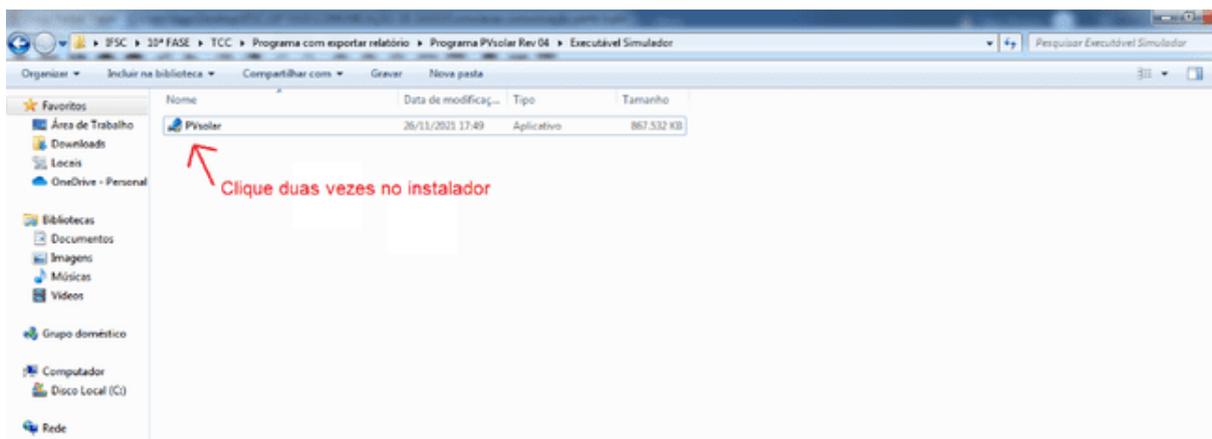
APÊNDICE C – Manual de instalação – Simulador PVsolar

Tutorial instalação Simulador PVsolar

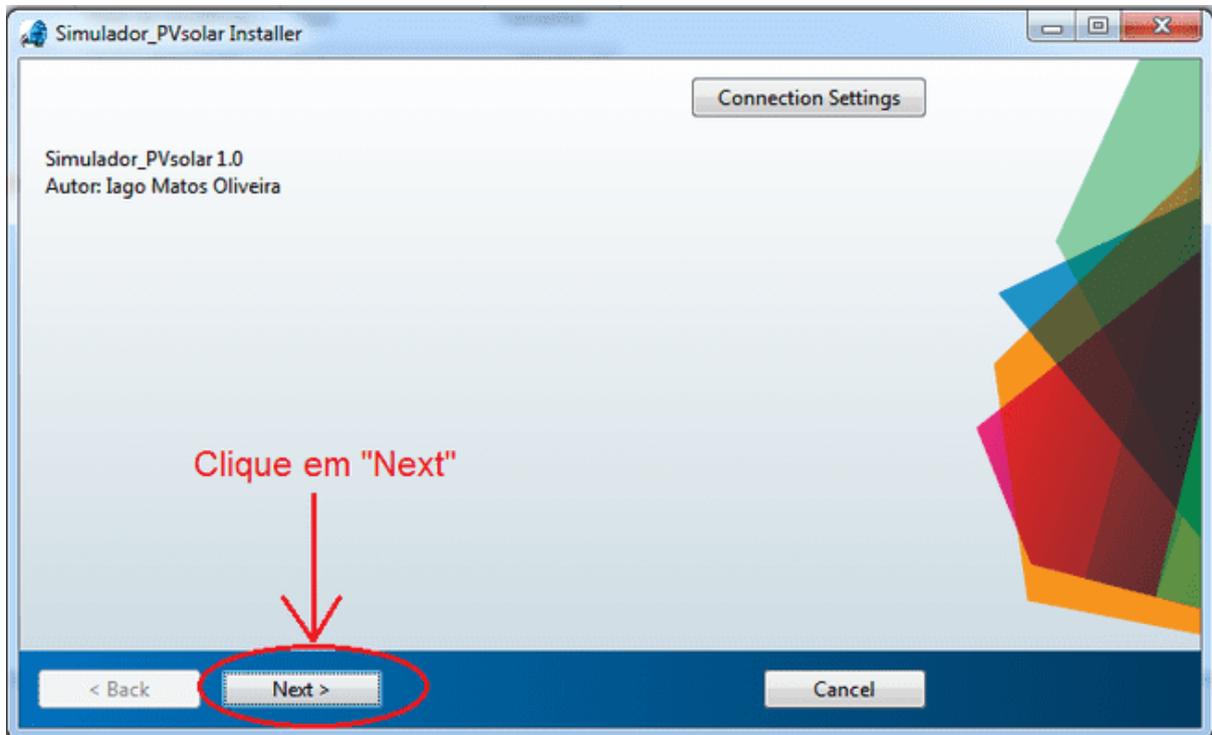
- Passo 01: clique no endereço da nuvem para baixar o arquivo instalador

<https://drive.google.com/drive/folders/1FcaVULSjmqZhmOSe4M7-78ZRkU4Ry0CL?usp=sharing>

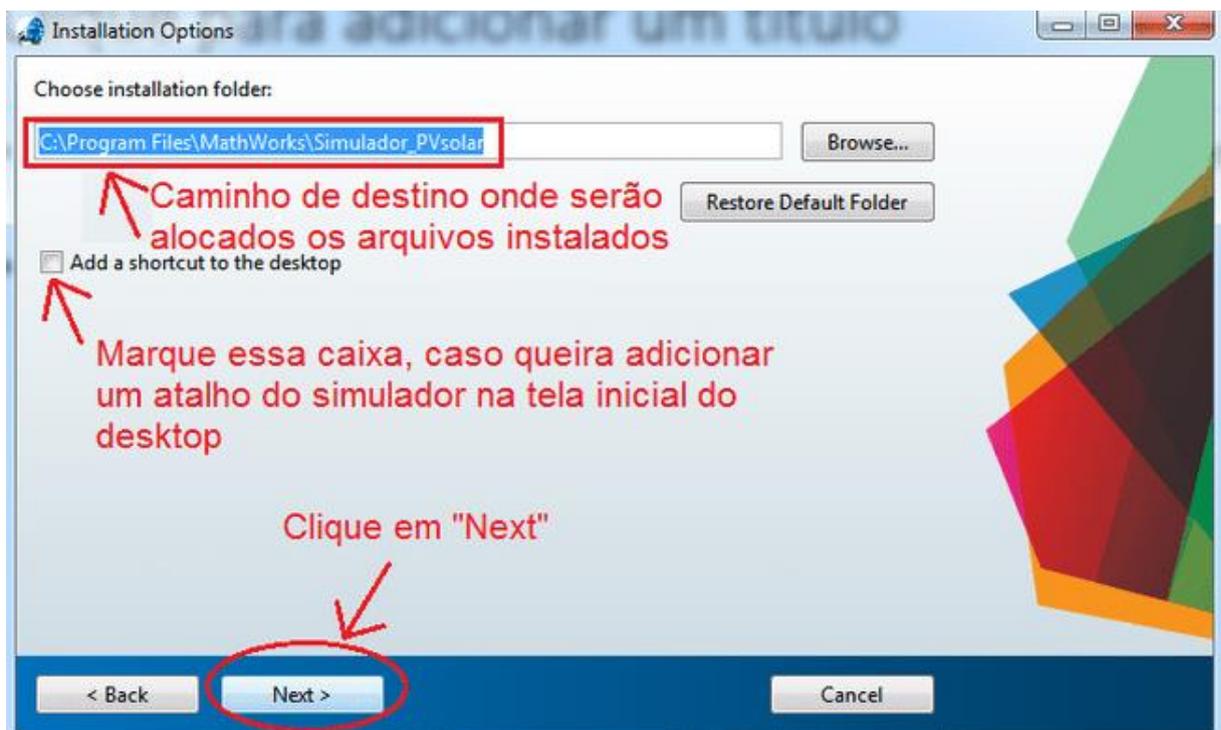
- Passo 02: clique duas vezes sobre o arquivo executável de instalação baixado



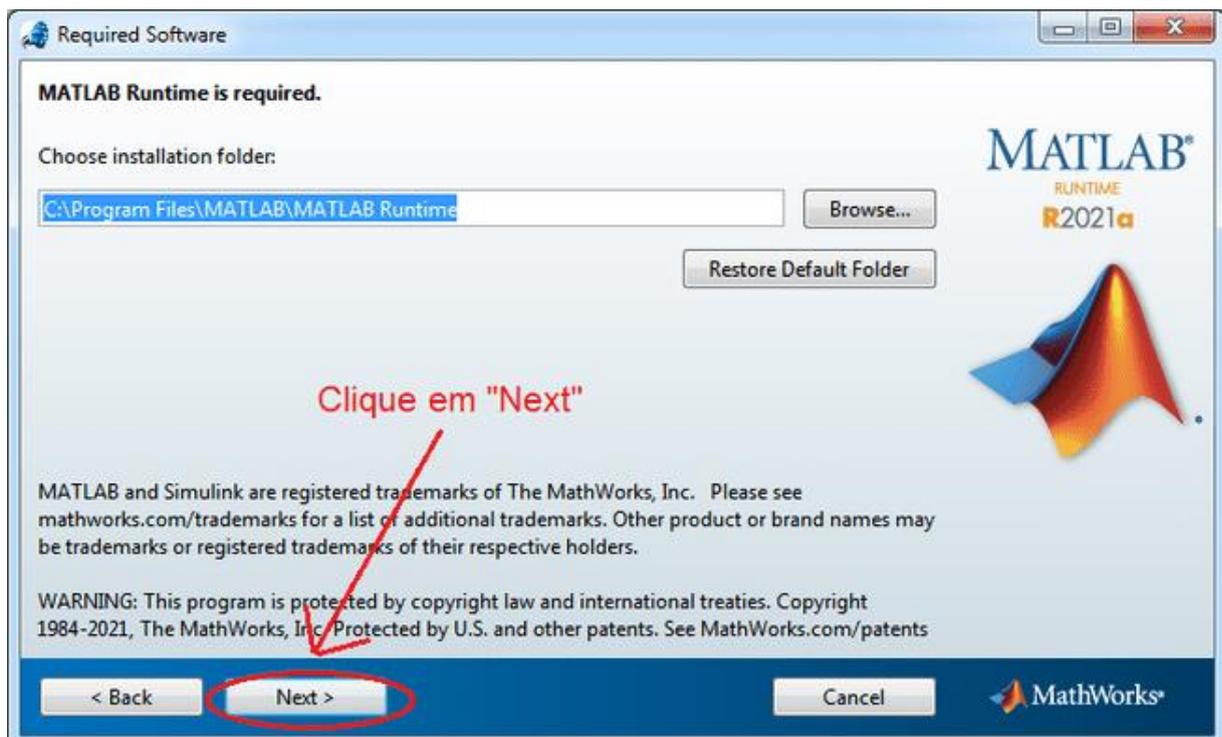
- Aguarde até abrir a tela de instalação (Obs: pode levar poucos minutos a depender do processador do PC)
- Passo 03: Ao abrir a tela de instalação, clique em "Next"



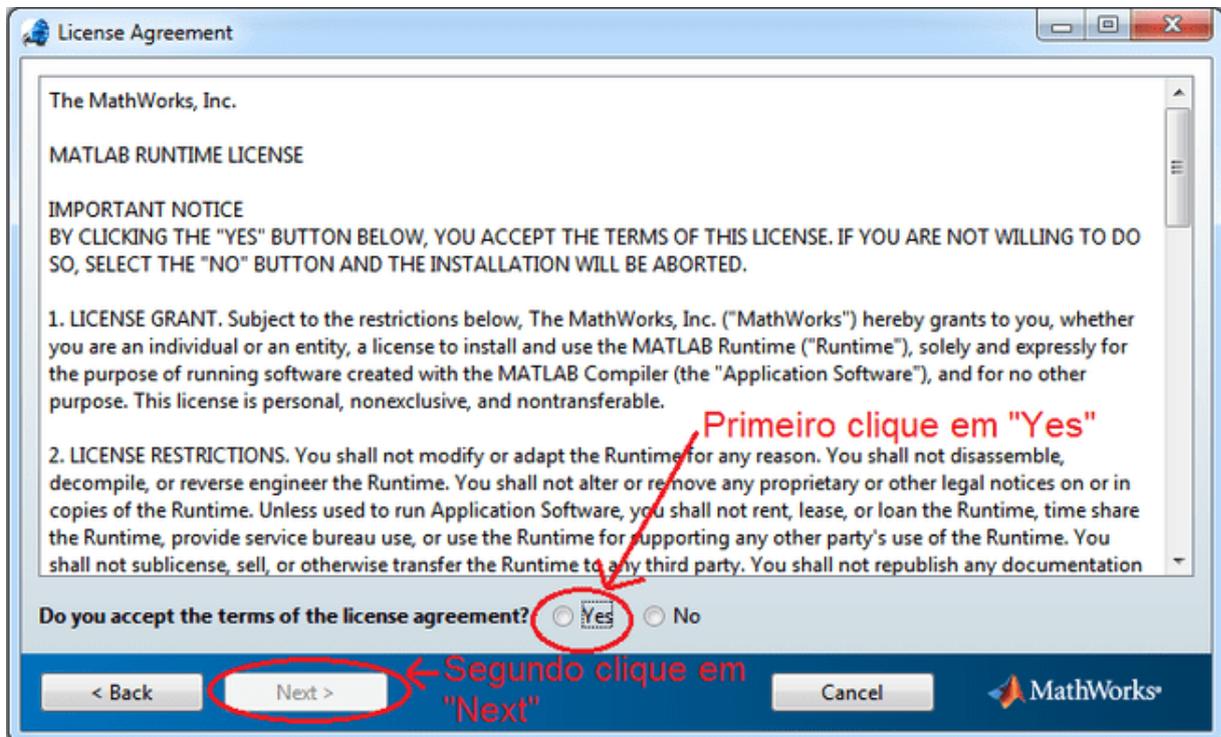
- Passo 04: O programa solicitará um local de armazenamento para alocar os arquivos de instalação. Clique em "Next"



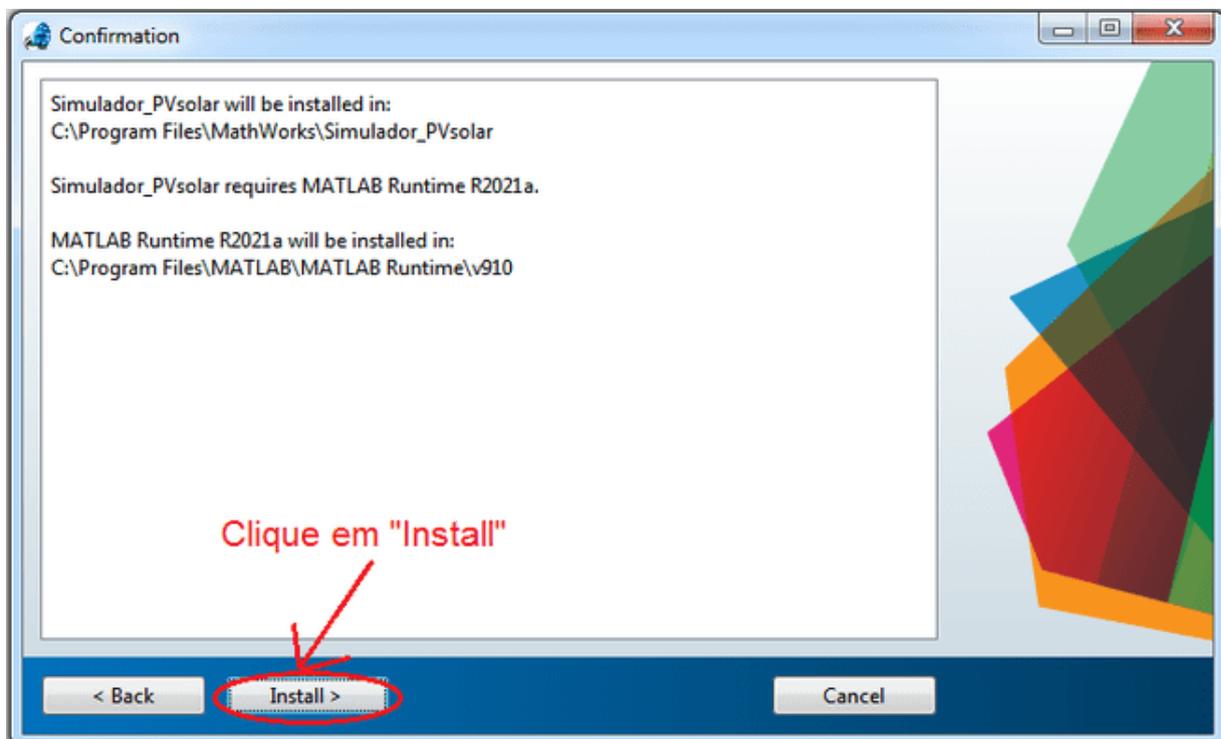
- Como o simulador foi desenvolvido em uma interface gráfica do Matlab, será necessário a instalação de um pacote denominado “**Matlab Runtime**”, que se trata de um conjunto de bibliotecas que o simulador desenvolvido necessita para funcionar corretamente. Em comparação ao próprio software Matlab, que ocupa cerca de 20 a 25 Gigas de memória, esse pacote, “**Matlab Runtime**”, é bem menor, ocupando algumas centenas de megas, a depender do tamanho da aplicação.
- Passo 05: Clique em *Next* para instalar o pacote “Matlab Runtime”



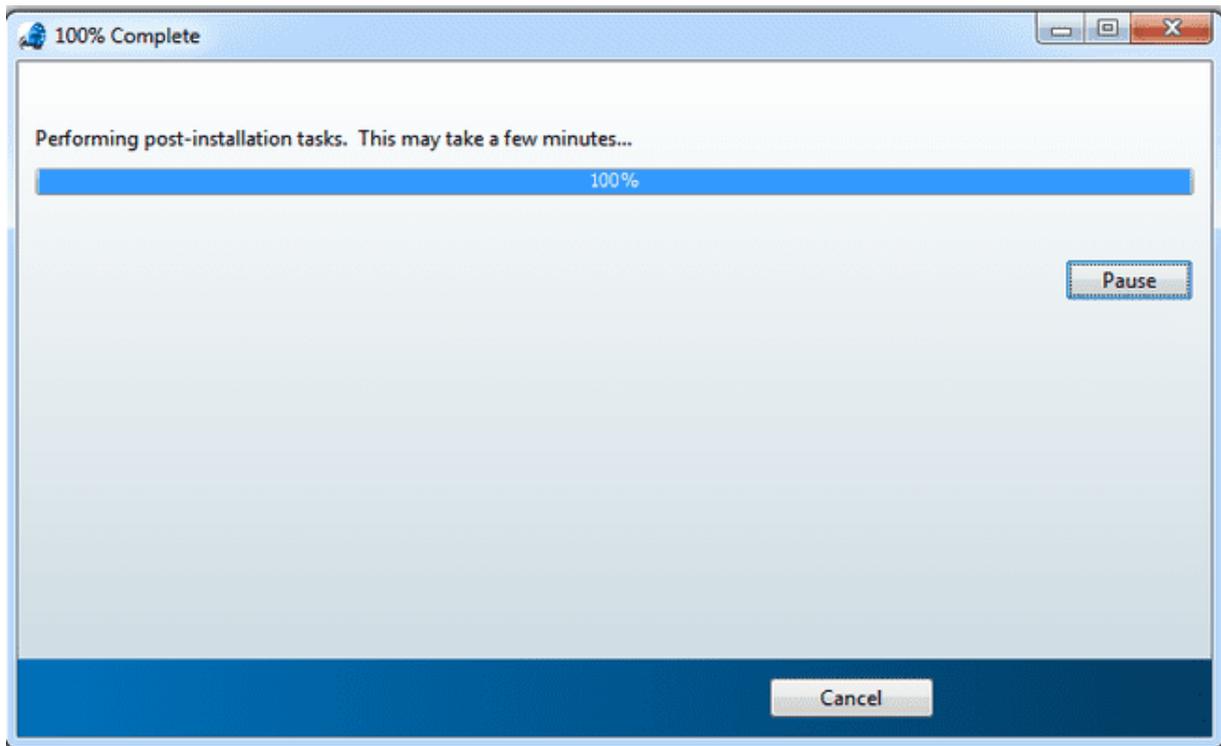
- Passo 06: Primeiramente clique em "Yes" e posteriormente será habilitada a caixinha de "Next", clique em seguida.



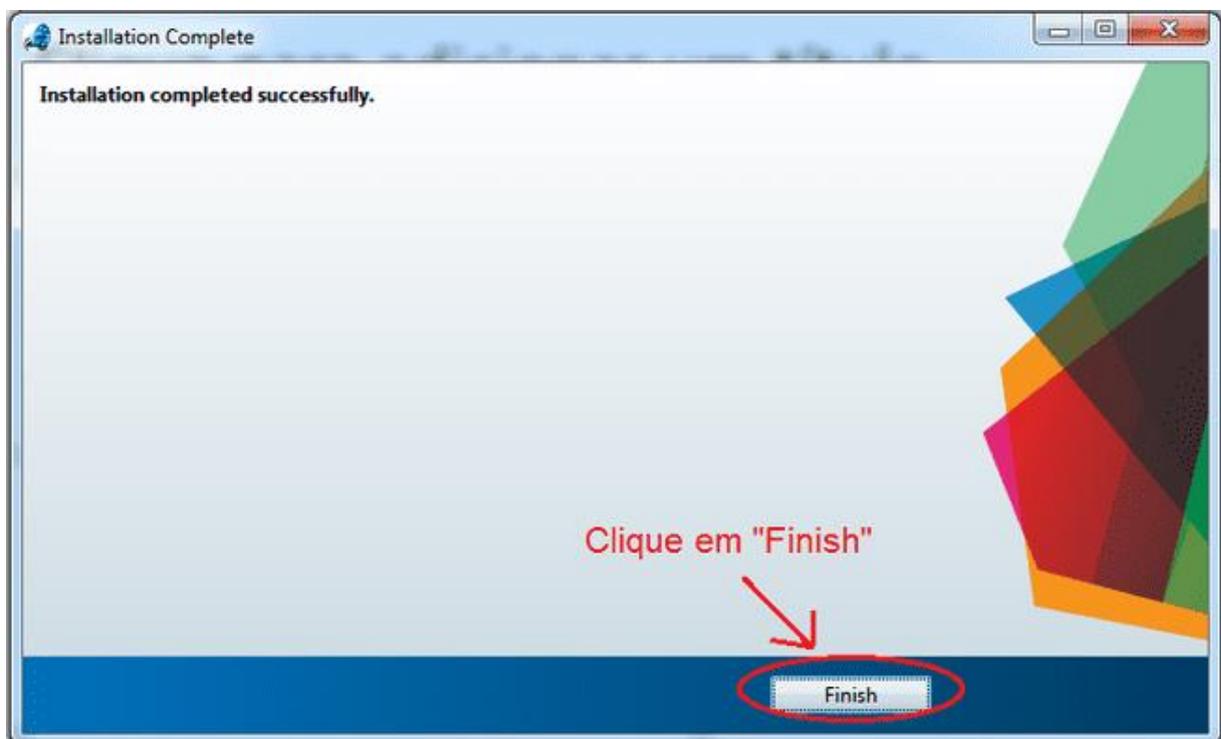
- Passo 07: Clique em *Install*



- O programa será instalado no PC. Aguarde até o final da instalação



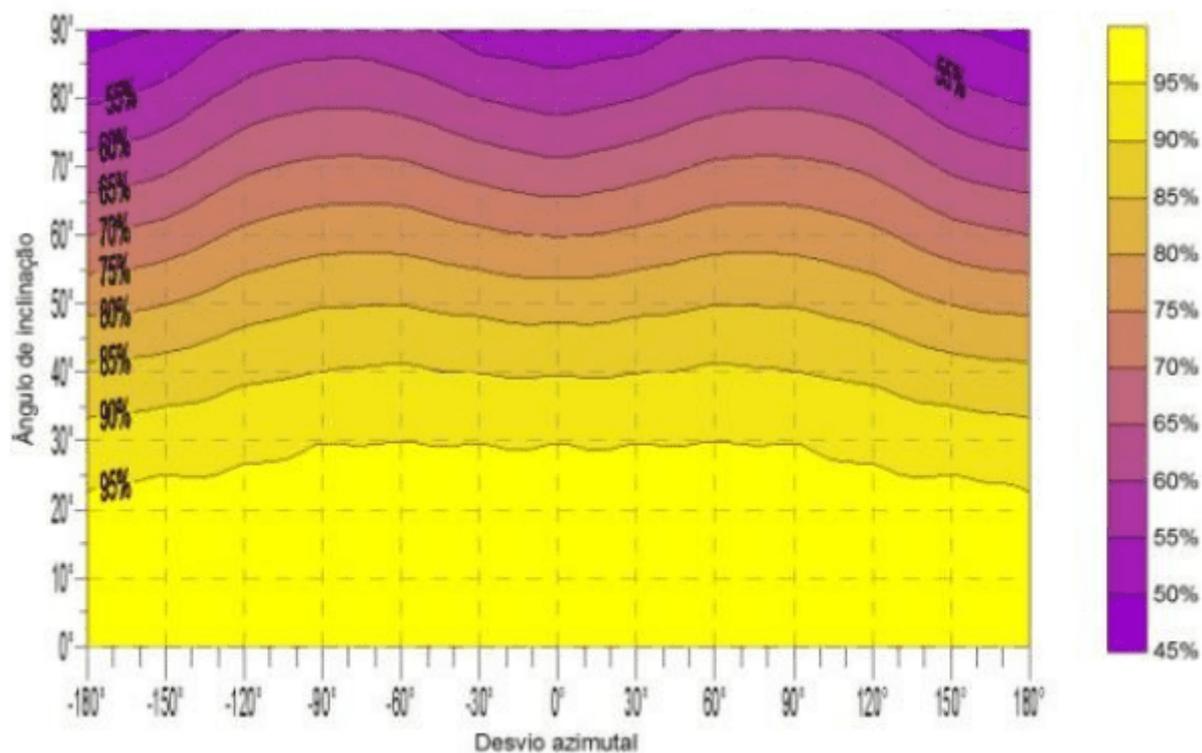
- Passo 08: Clique em "Finish"



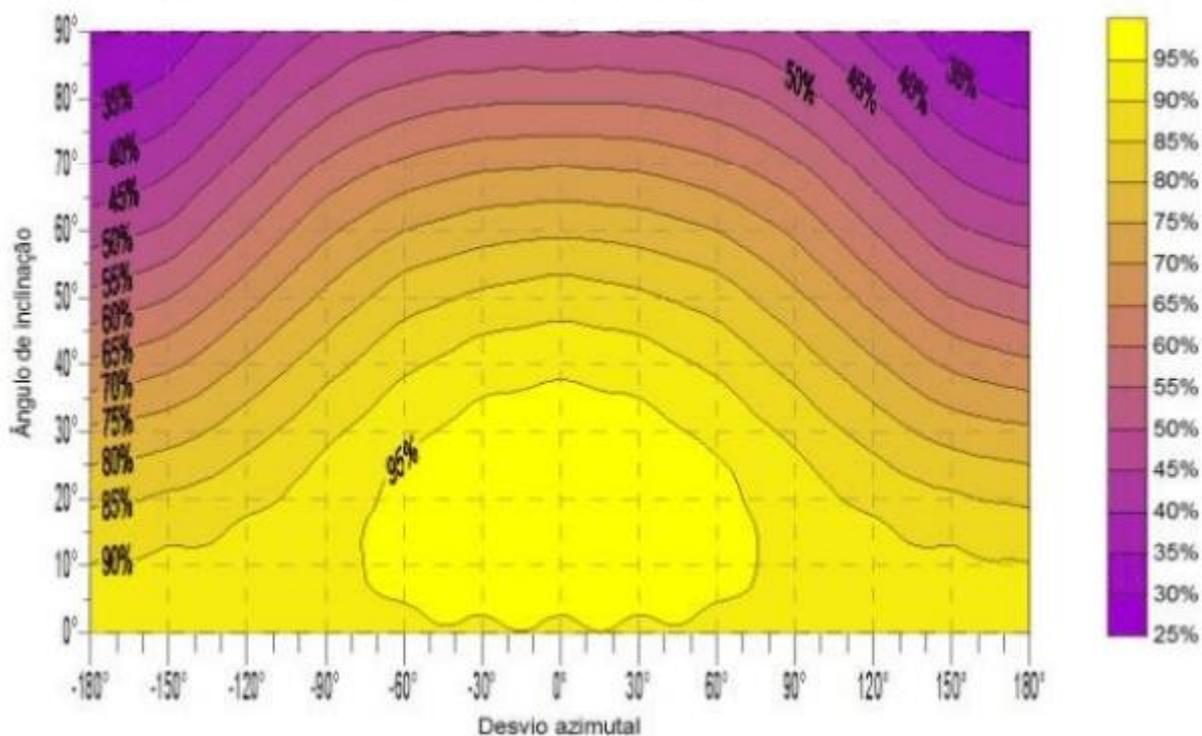
- Esse será o ícone de atalho que será integrado na área de trabalho no PC, caso a caixinha de inclusão de atalho na área de trabalho seja selecionada, conforme dito no passo 04.



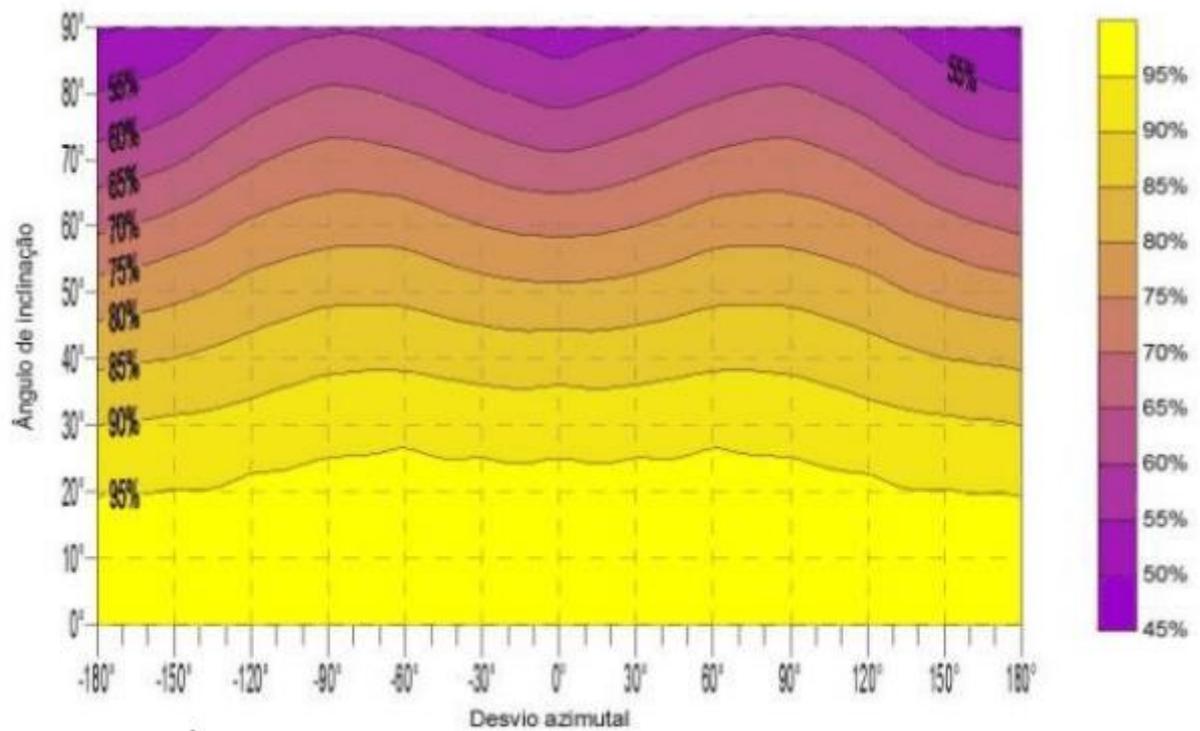
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Belém - PA



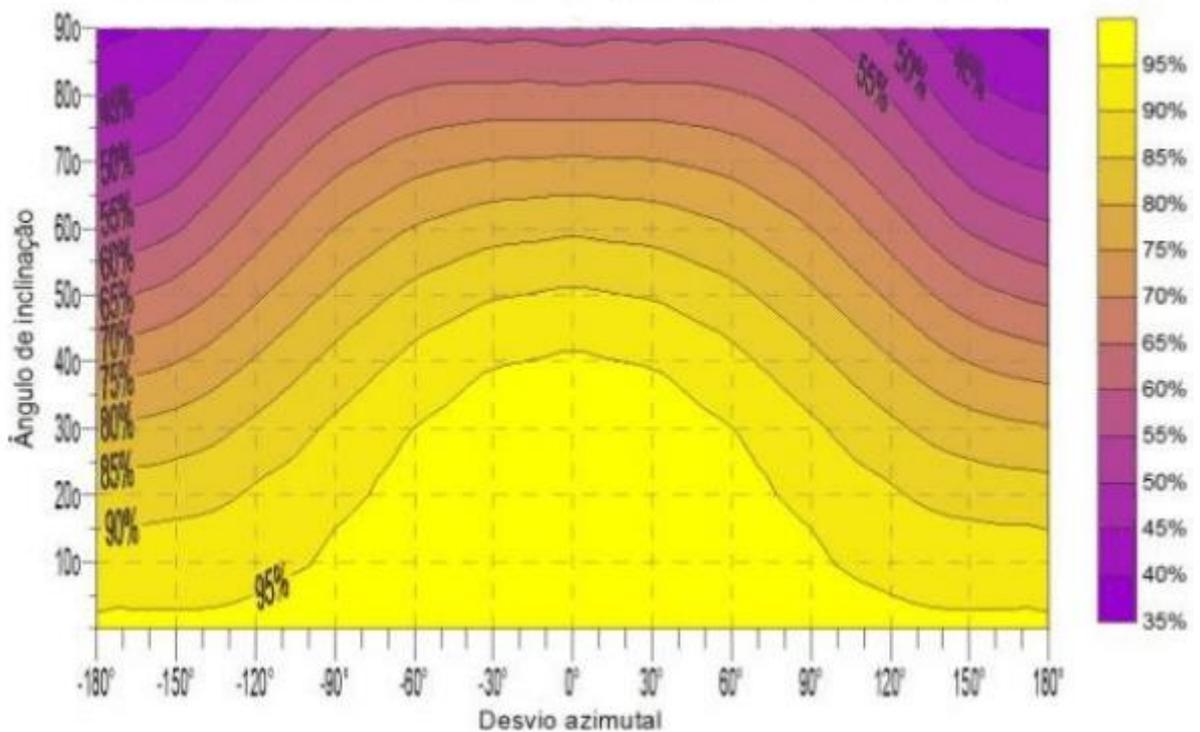
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Belo Horizonte - MG



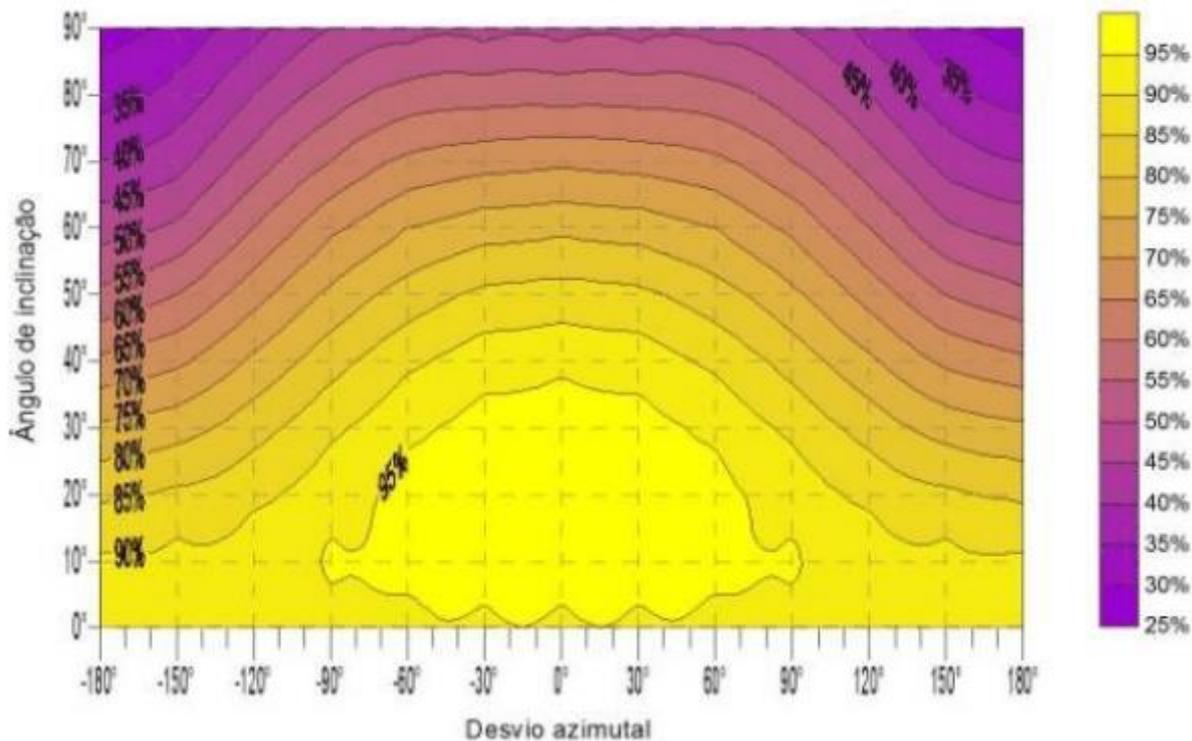
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Boa Vista - RR



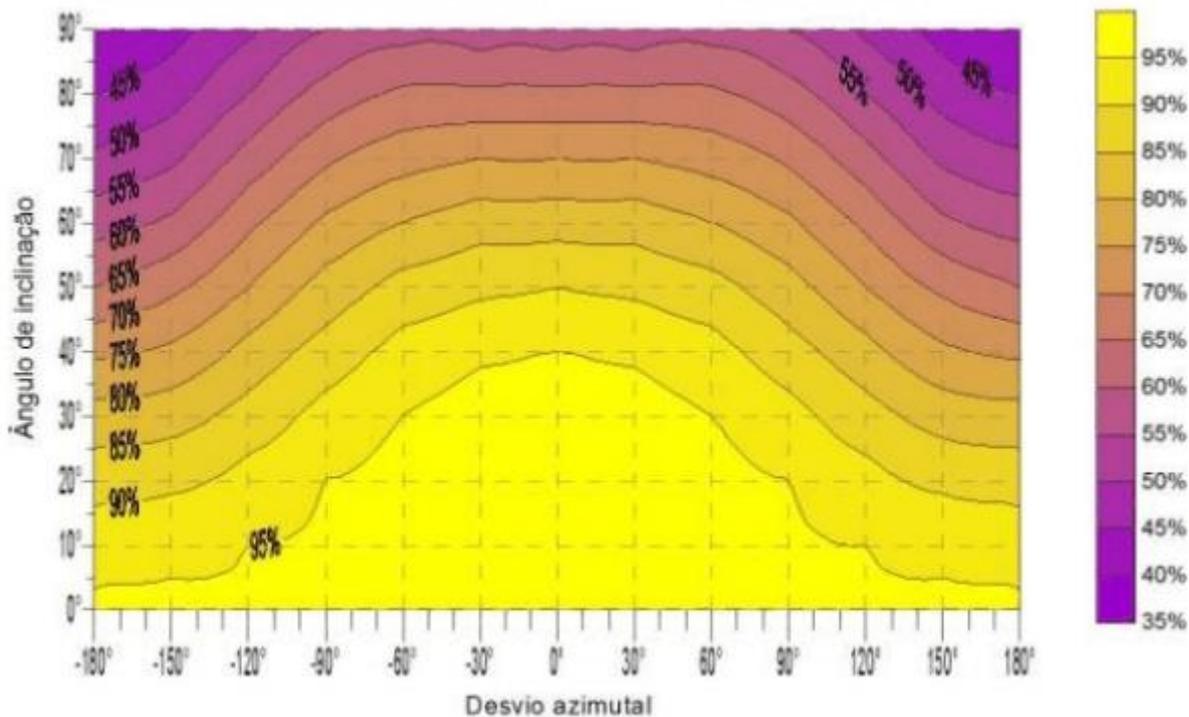
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Brasília - DF



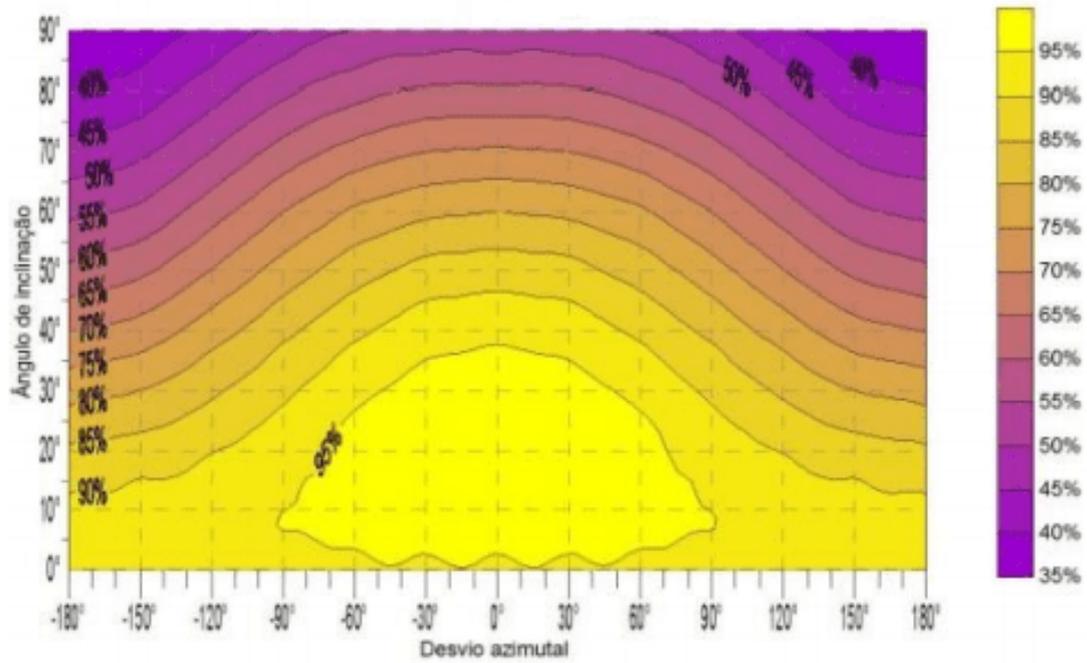
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Campo Grande - MS



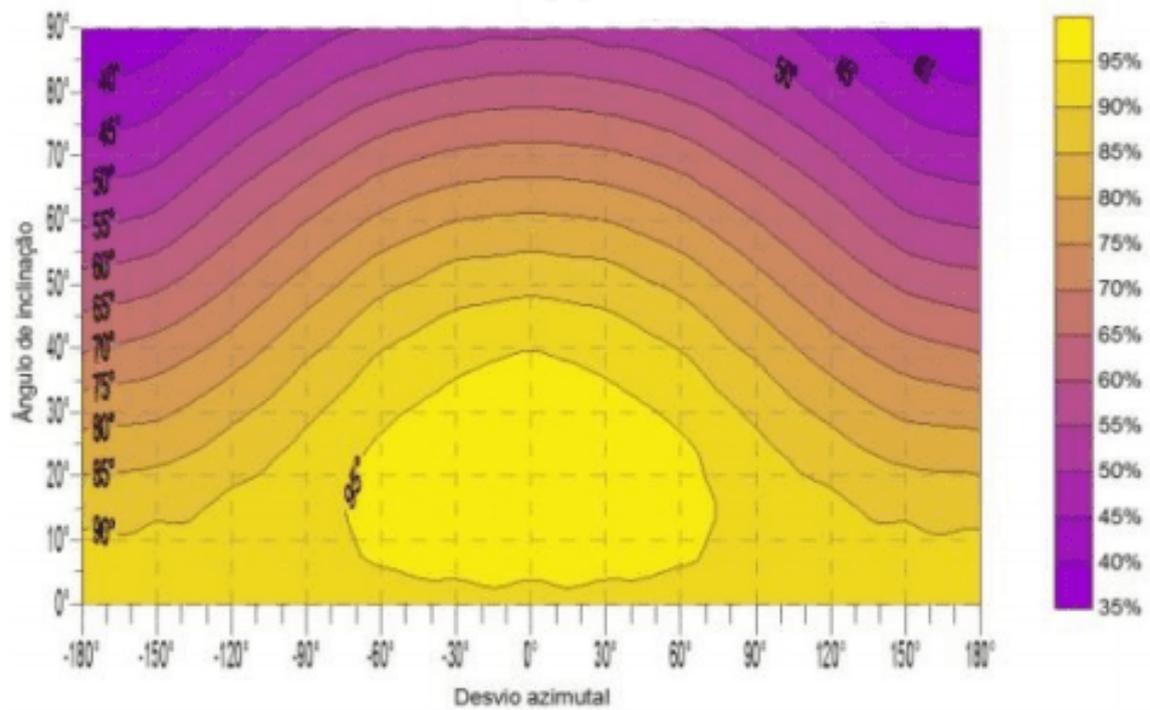
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Cuiabá - MT



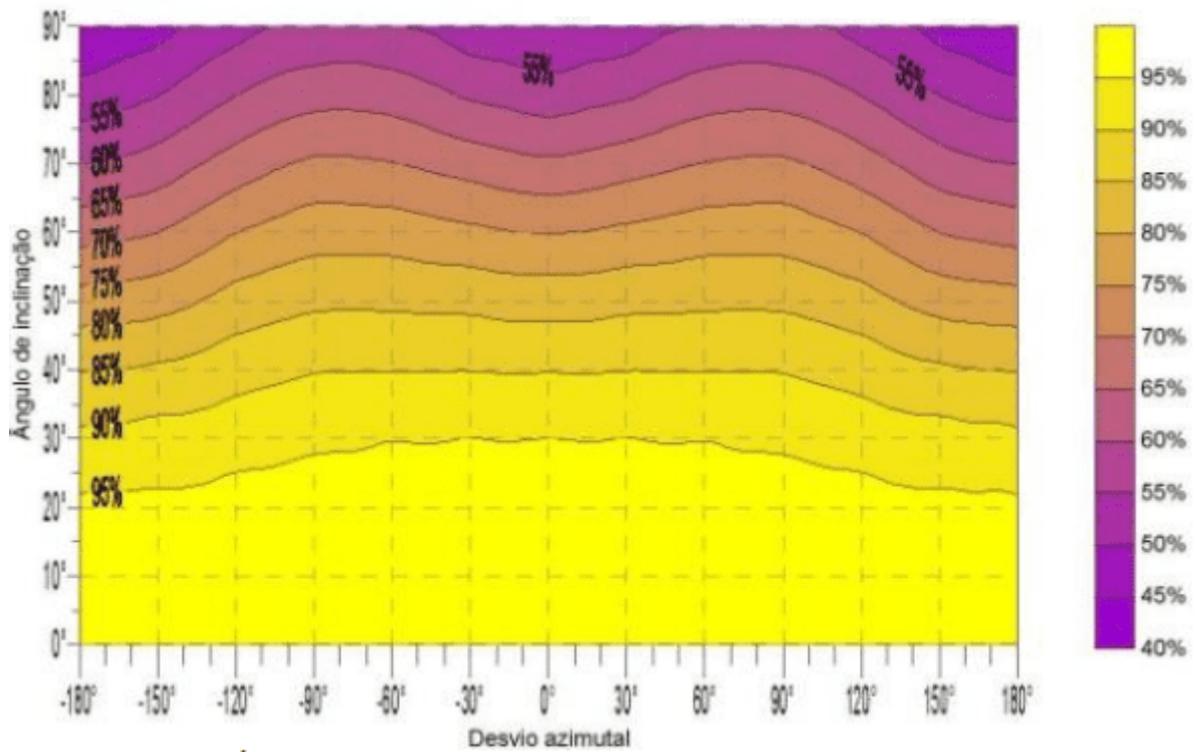
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Curitiba - PR



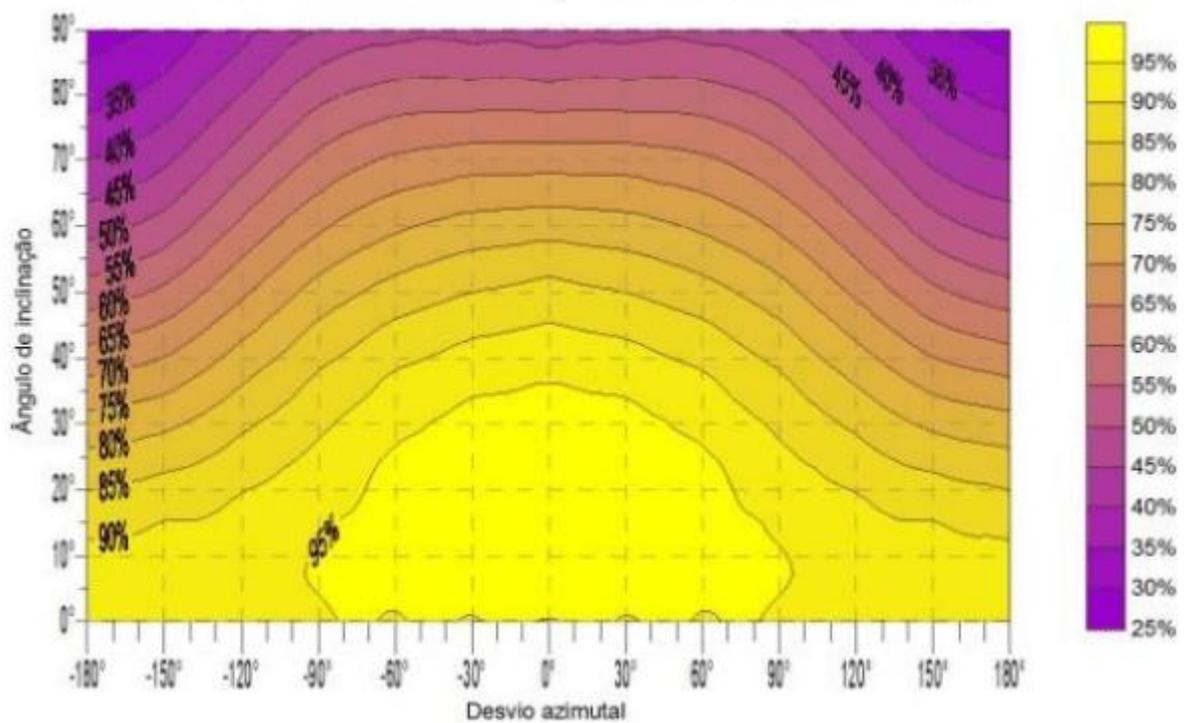
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Florianópolis - SC



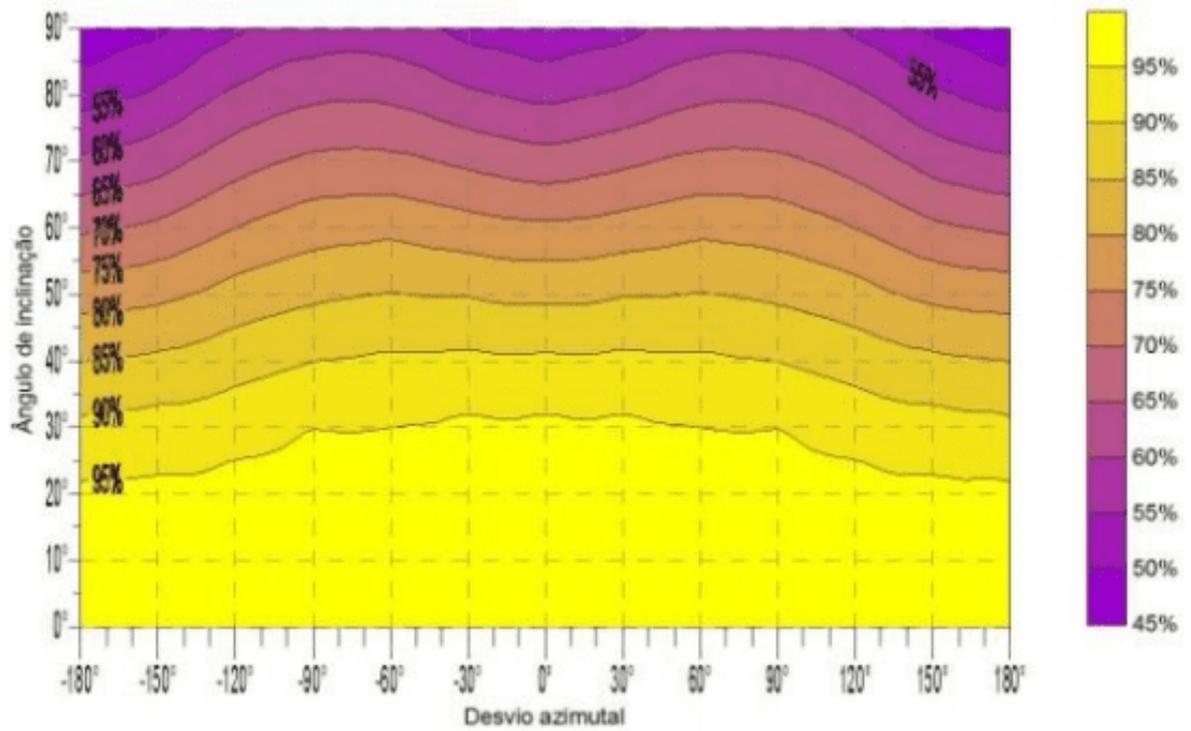
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Fortaleza - CE



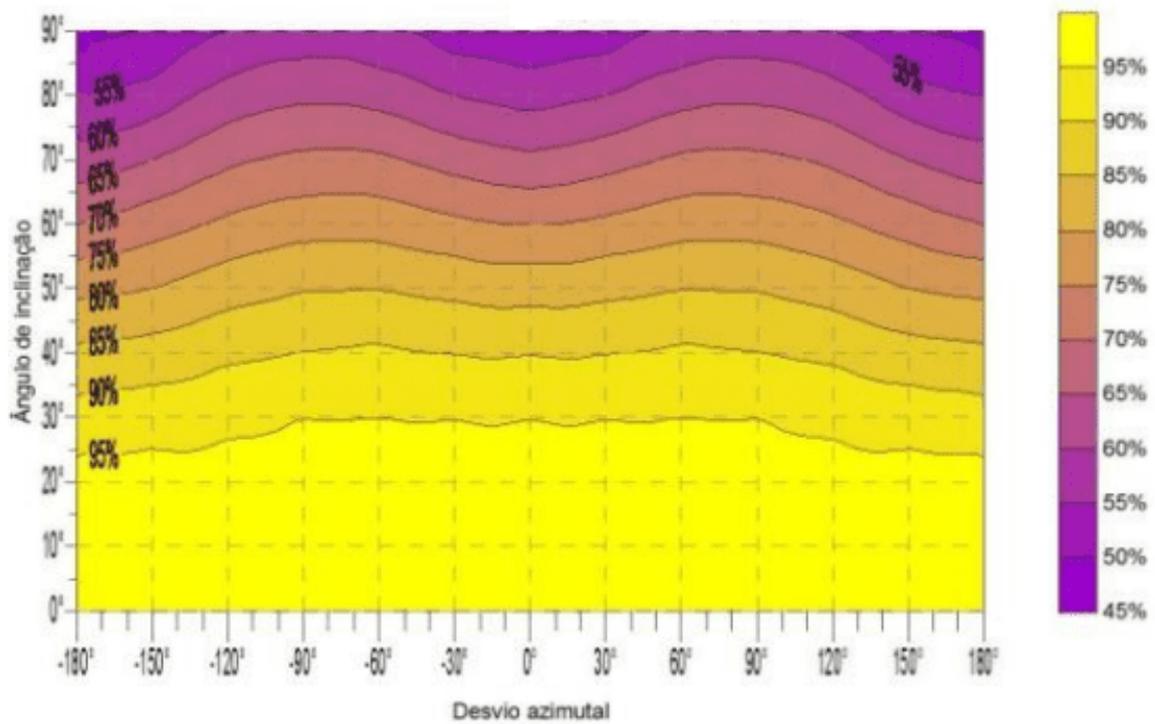
Âbaco do potencial de irradiação recebido pelas superfícies em Goiânia - GO



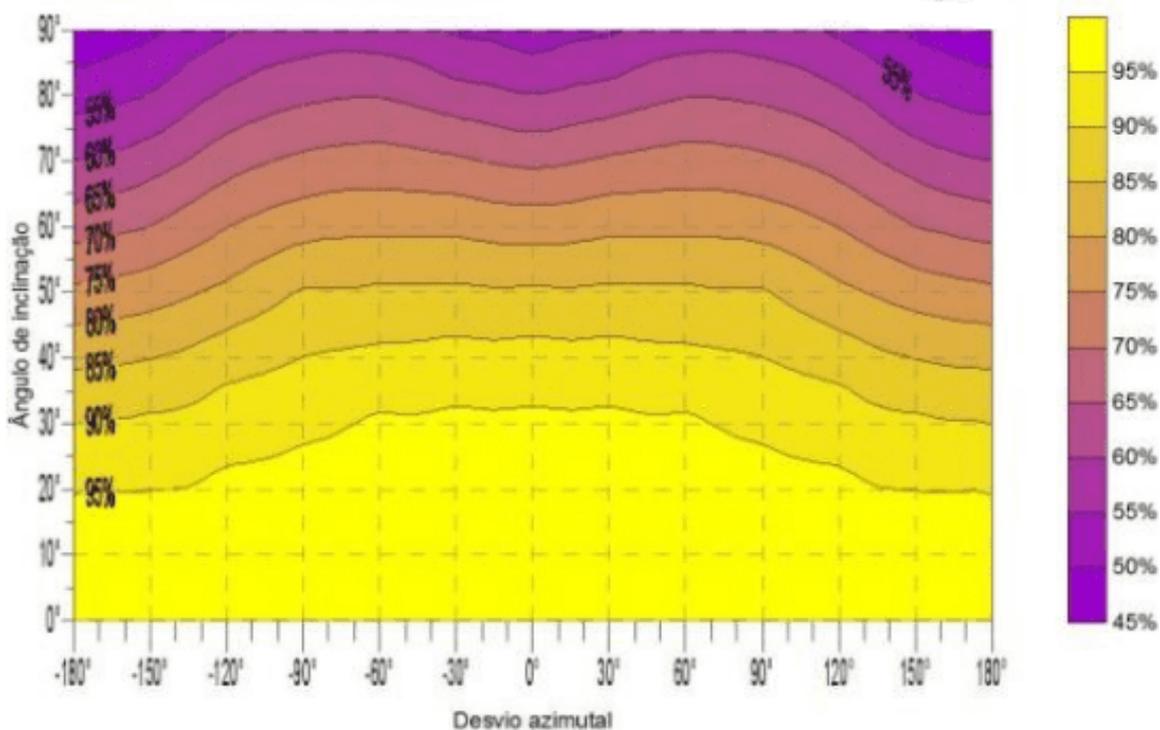
Abaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em João Pessoa - PB



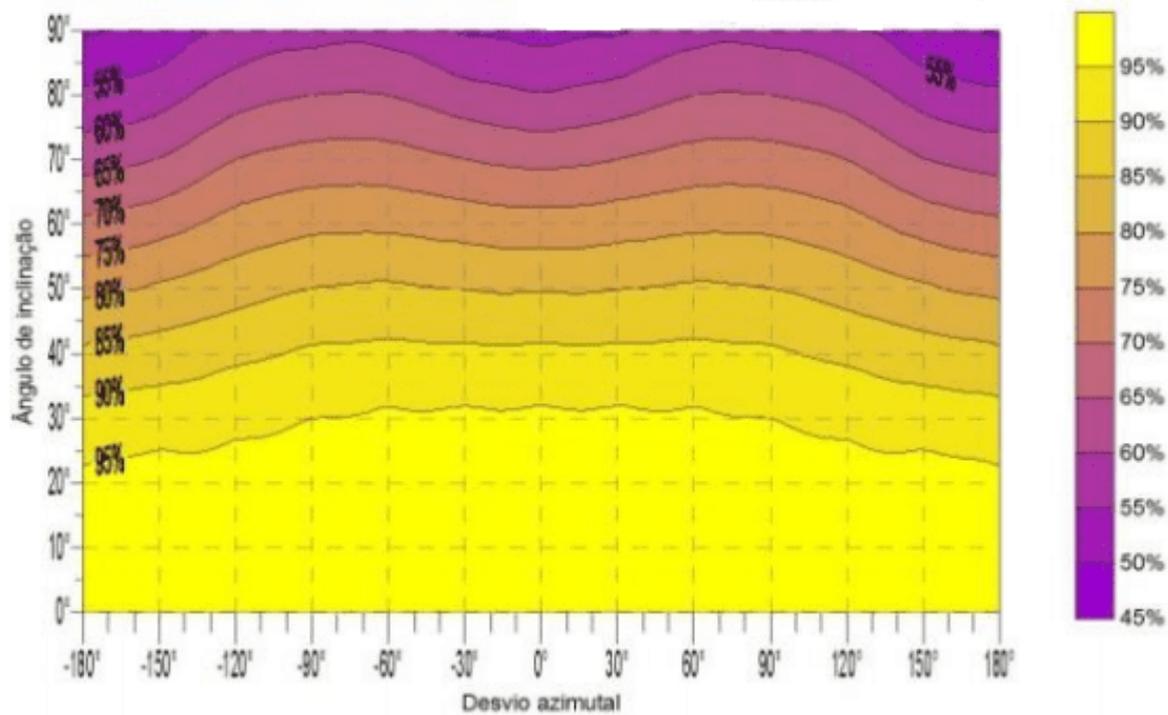
Abaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Macapá - AP



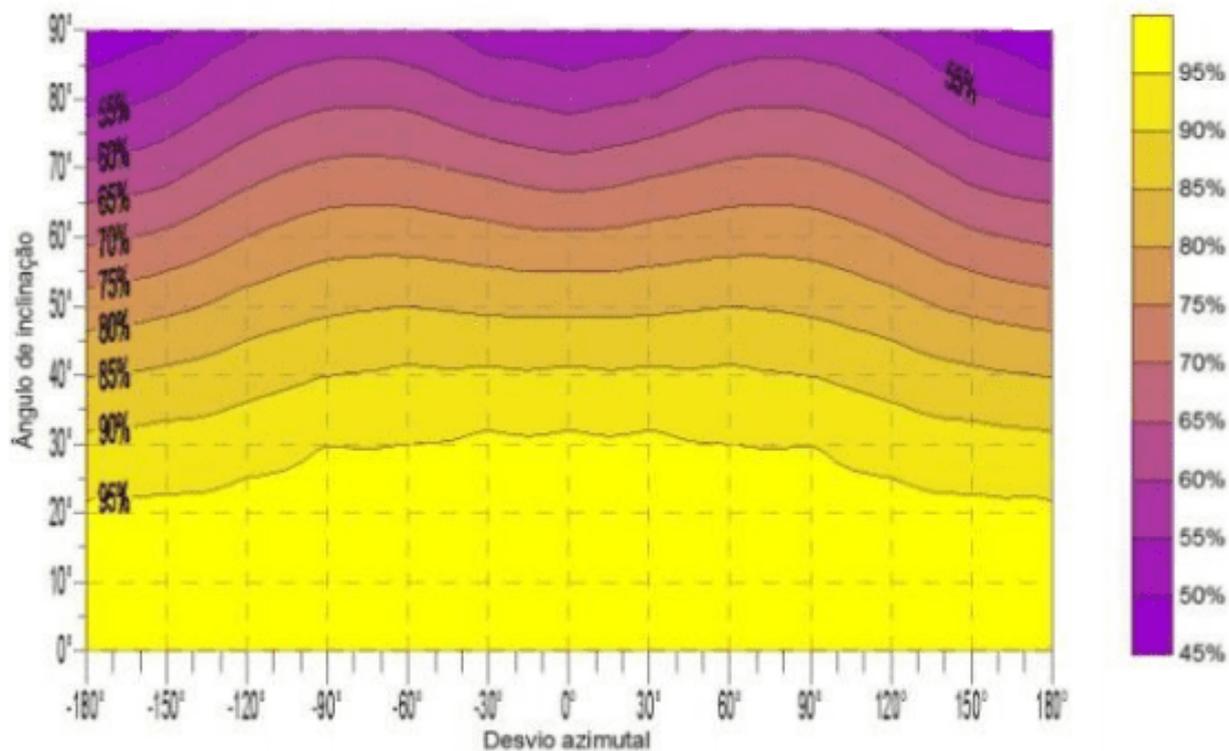
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Maceió - AL



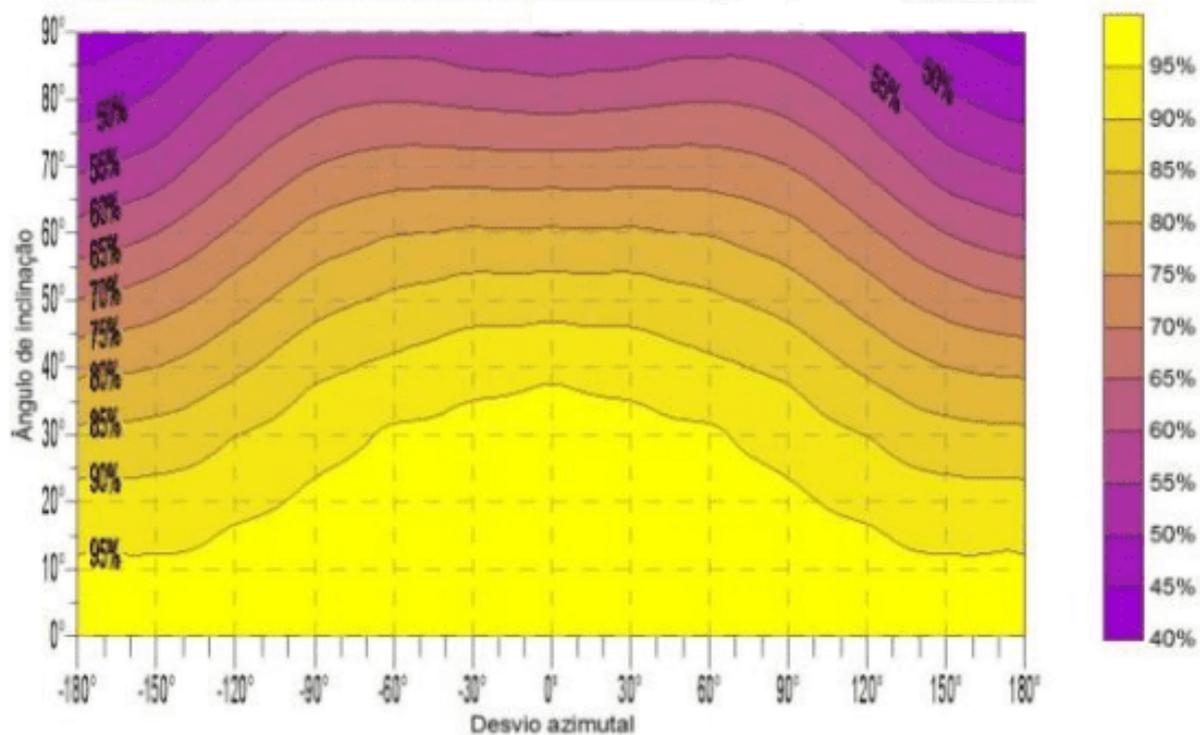
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Manaus - AM



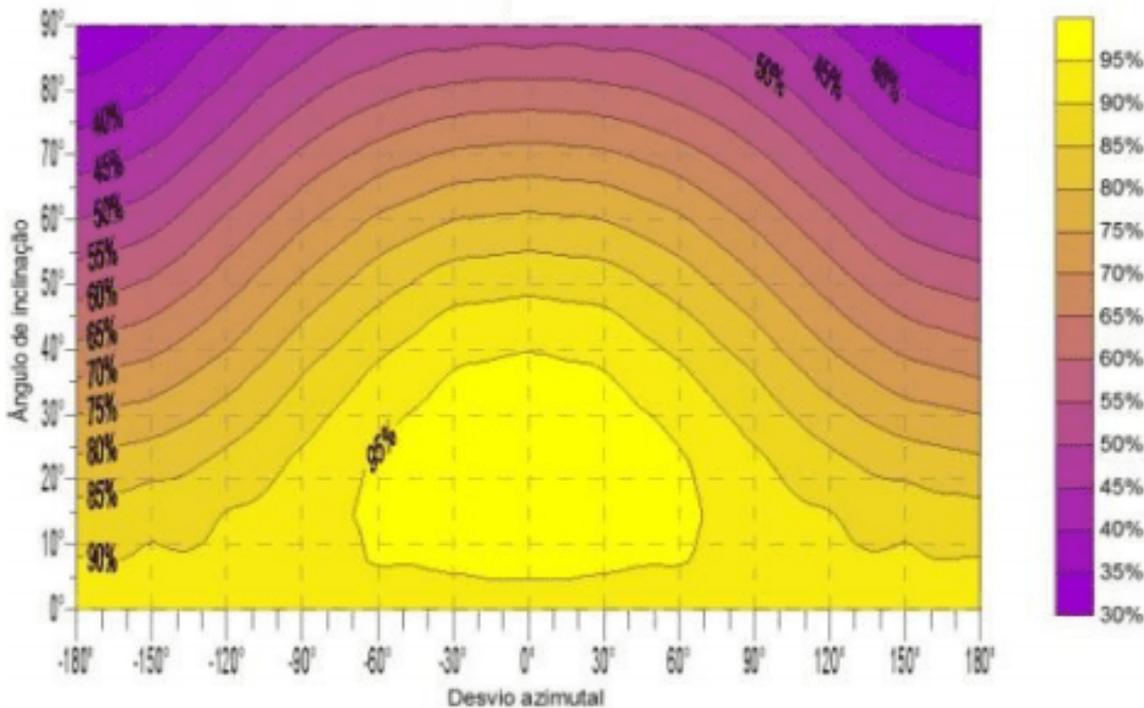
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Natal - RN



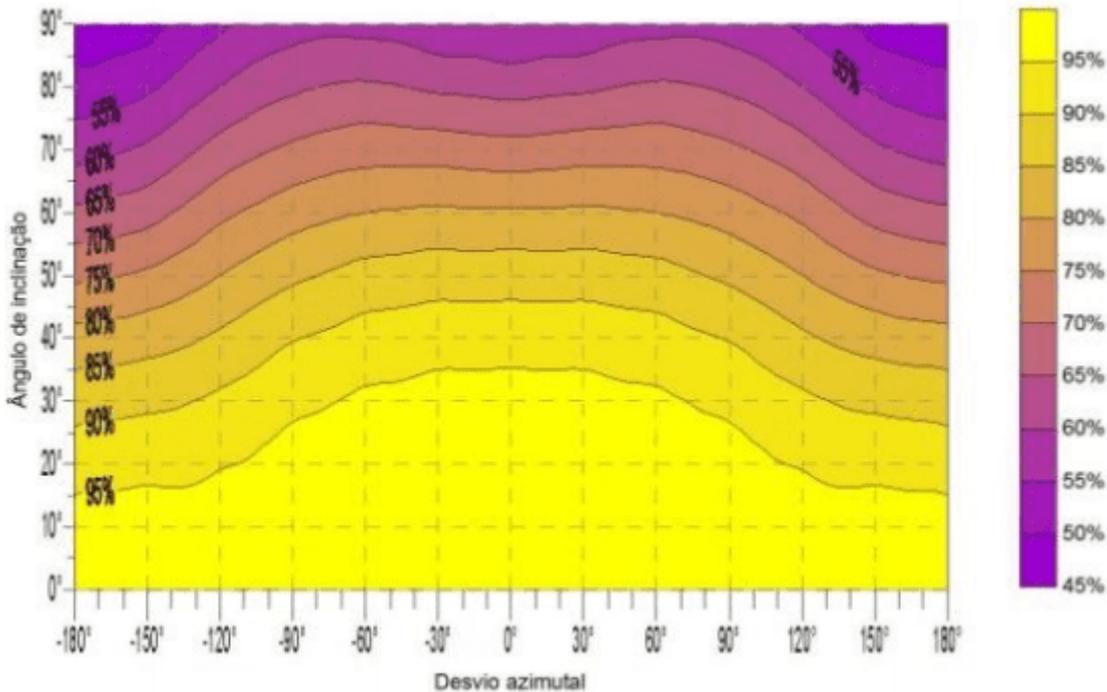
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Palmas - TO



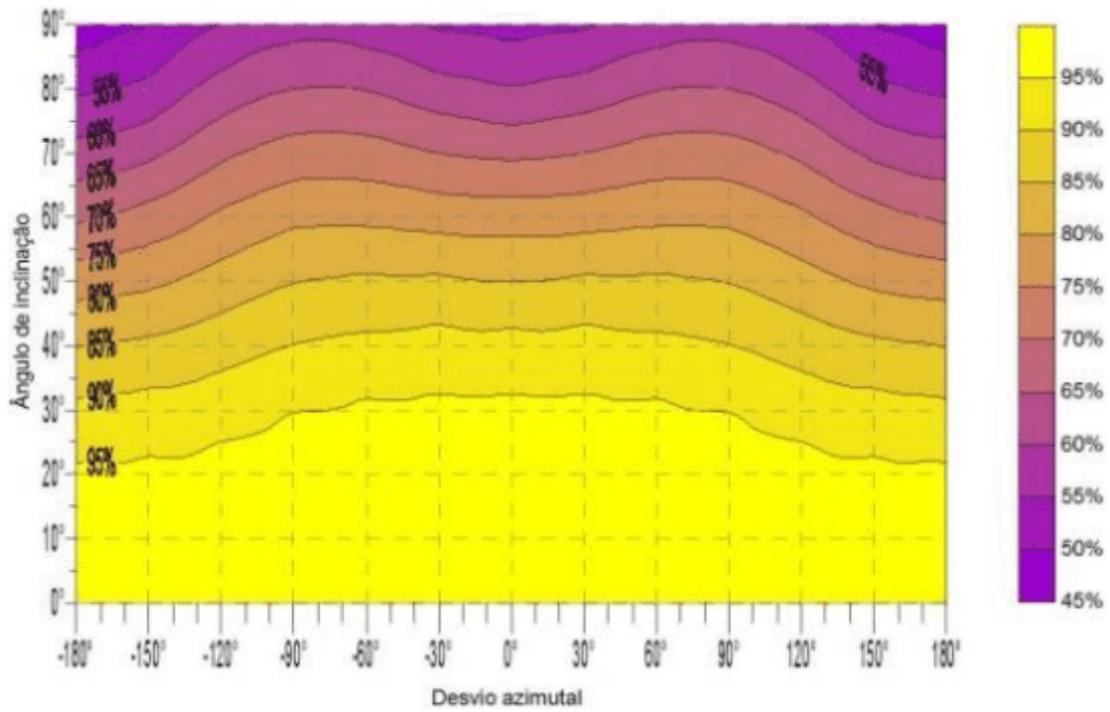
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Porto Alegre - RS



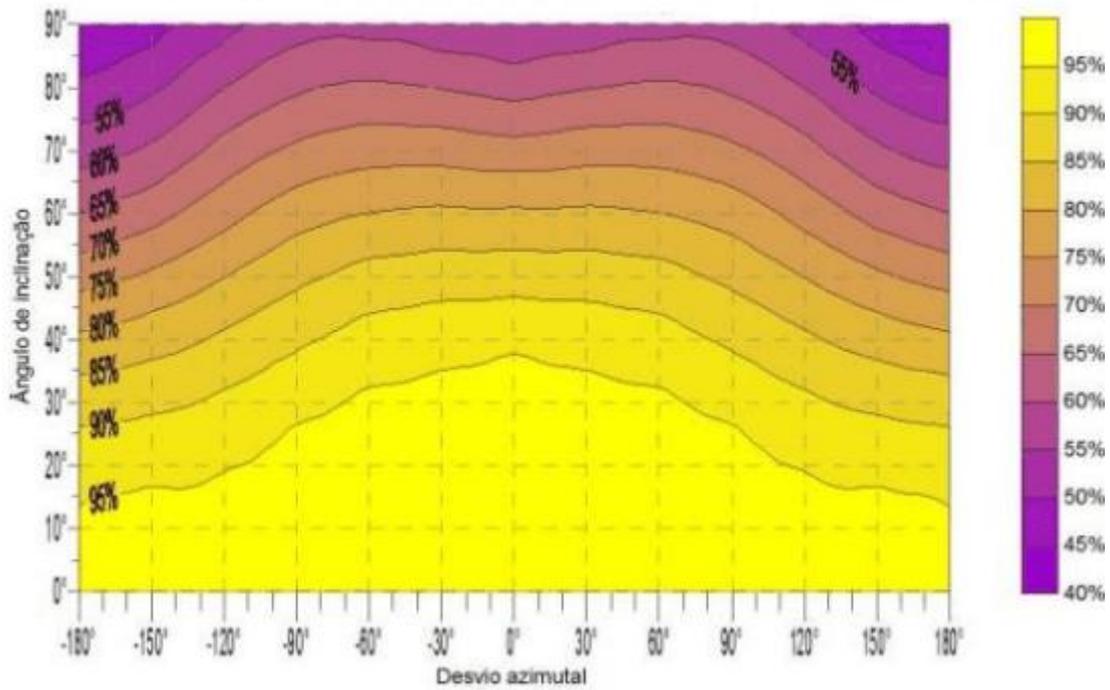
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Porto Velho - RO



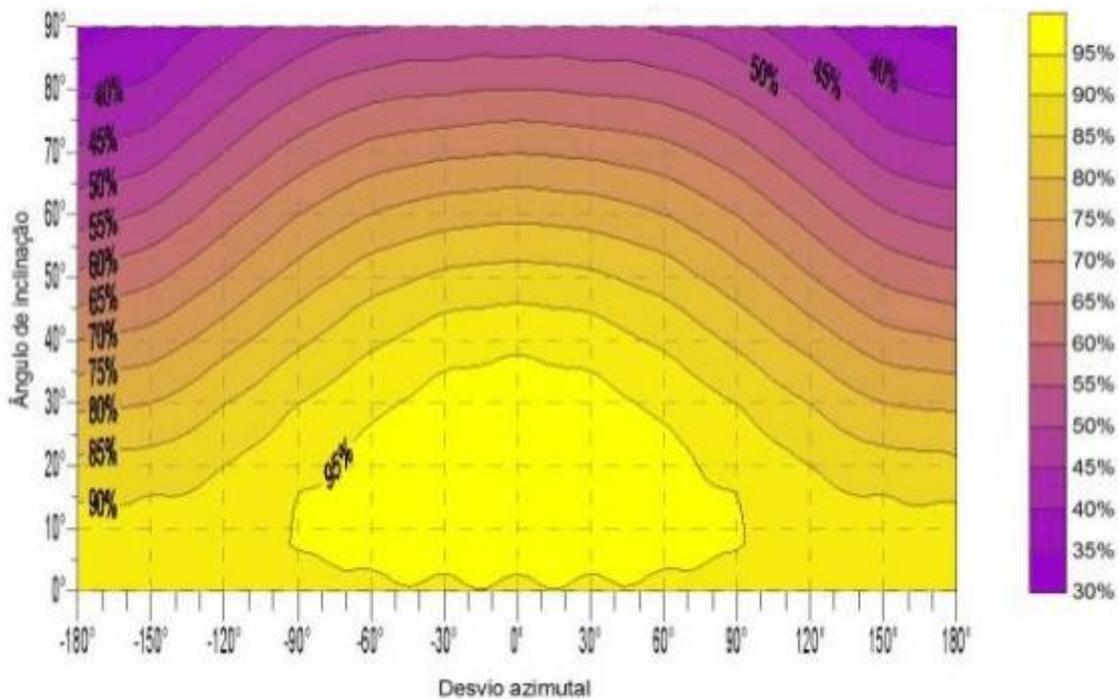
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Recife - PE



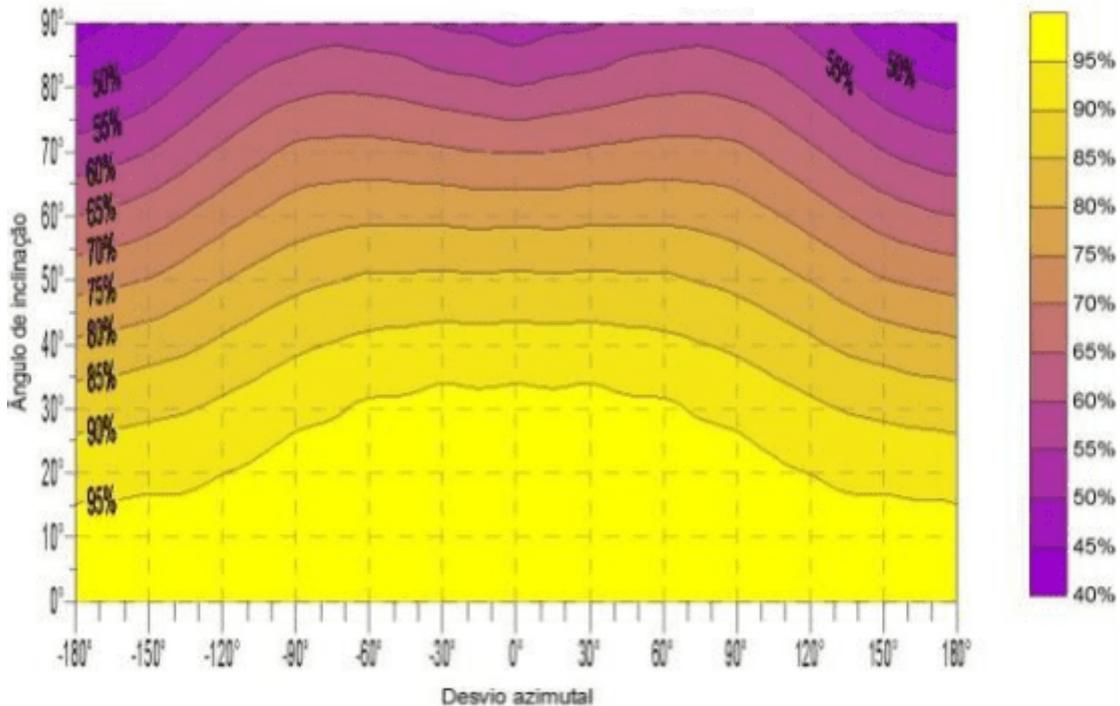
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Rio Branco - AC



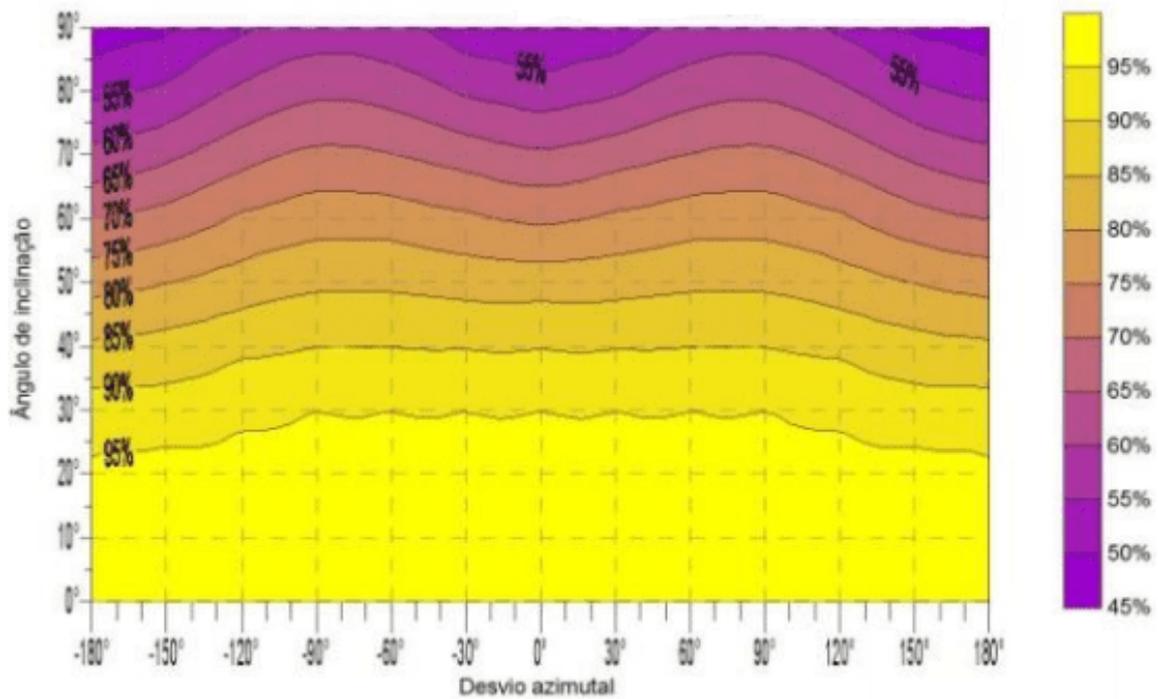
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies no Rio de Janeiro - RJ



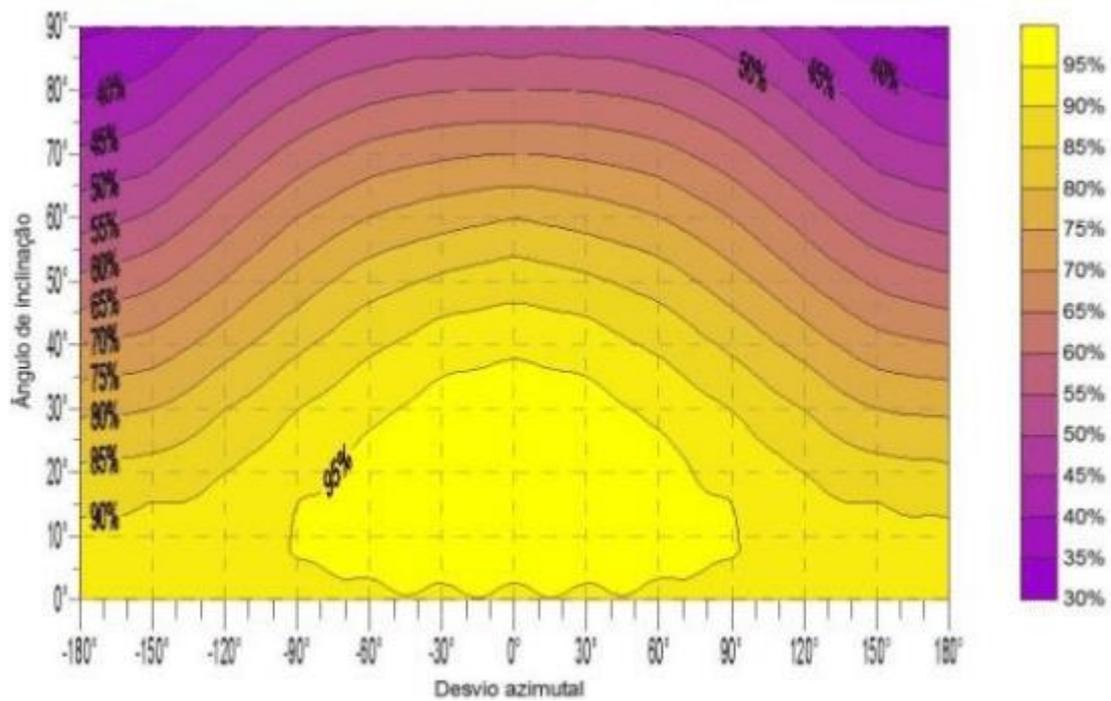
Ábaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Salvador - BA



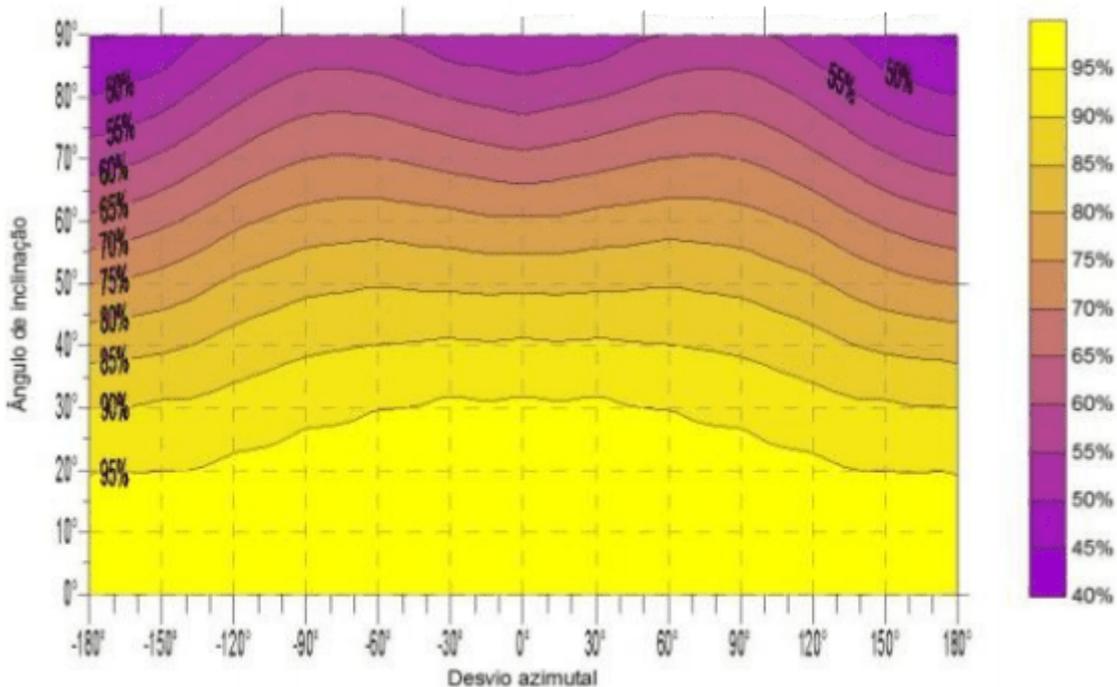
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em São Luís (MA)



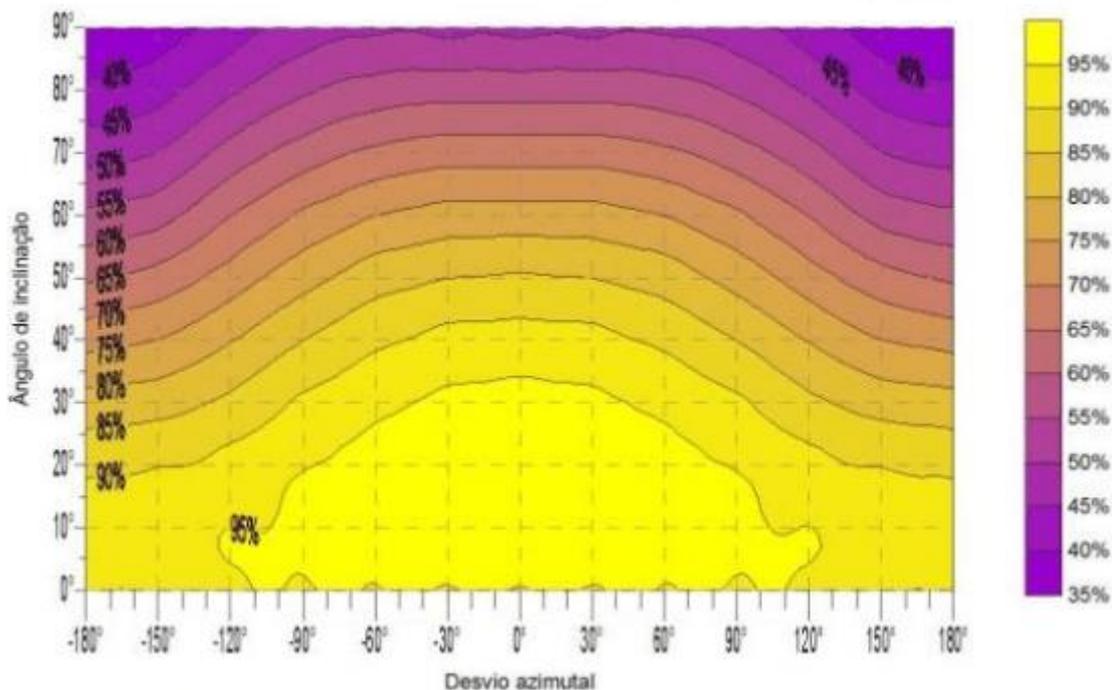
Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em São Paulo - SP



Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Teresina - PI

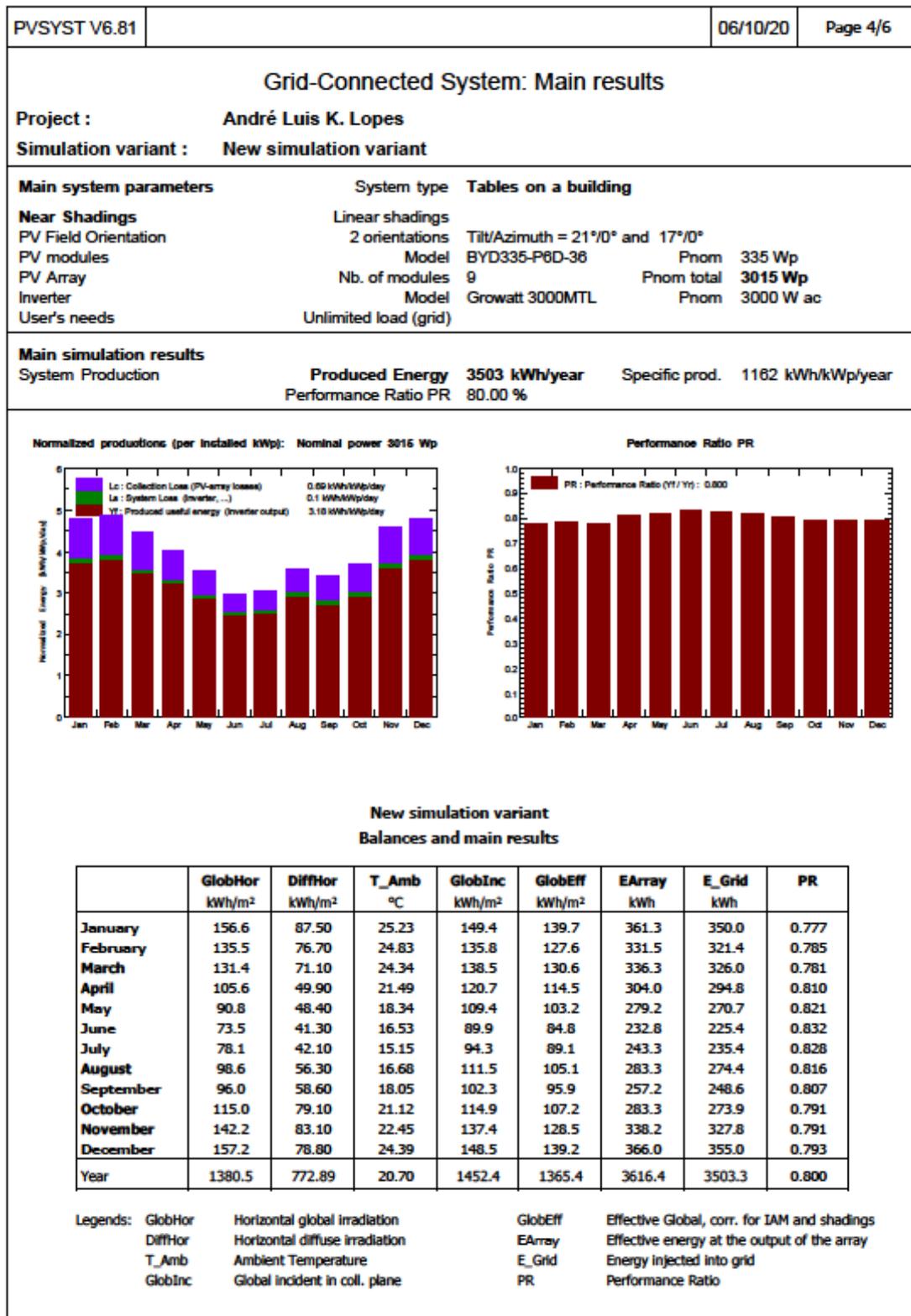


Âbaco do potencial de radiação recebido pelas superfícies em Vitória - ES



ANEXO B – Simulações simuladores PVsyst e PVsol estudo de caso

Simulação PVsyst estudo de caso – Joinville – SC



Simulação PVsol estudo de caso – Joinville – SC

Vista geral do projeto

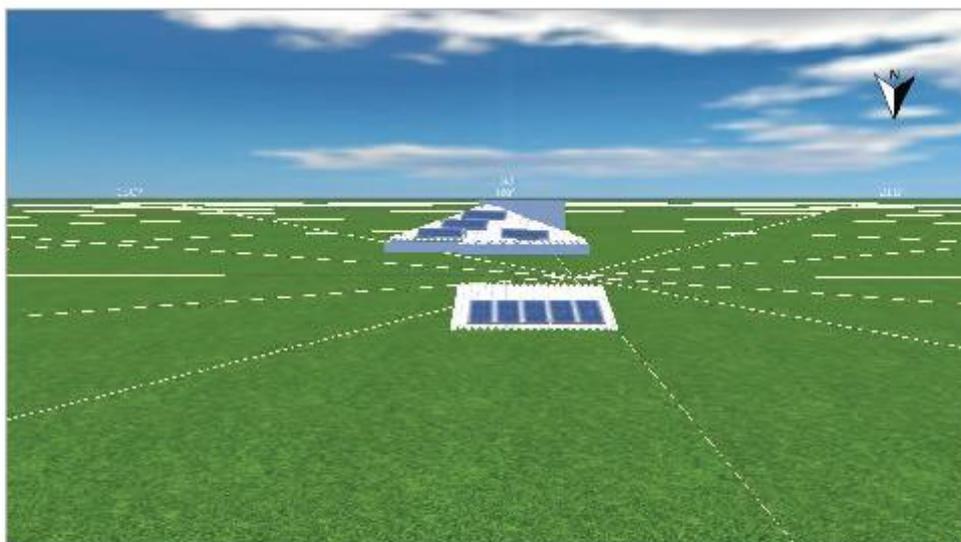


Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede

Dados climáticos	Joinville2, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	3,02 kWp
Area do gerador fotovoltaico	17,8 m ²
Quantidade de módulos	9
Quantidade de inversores	1

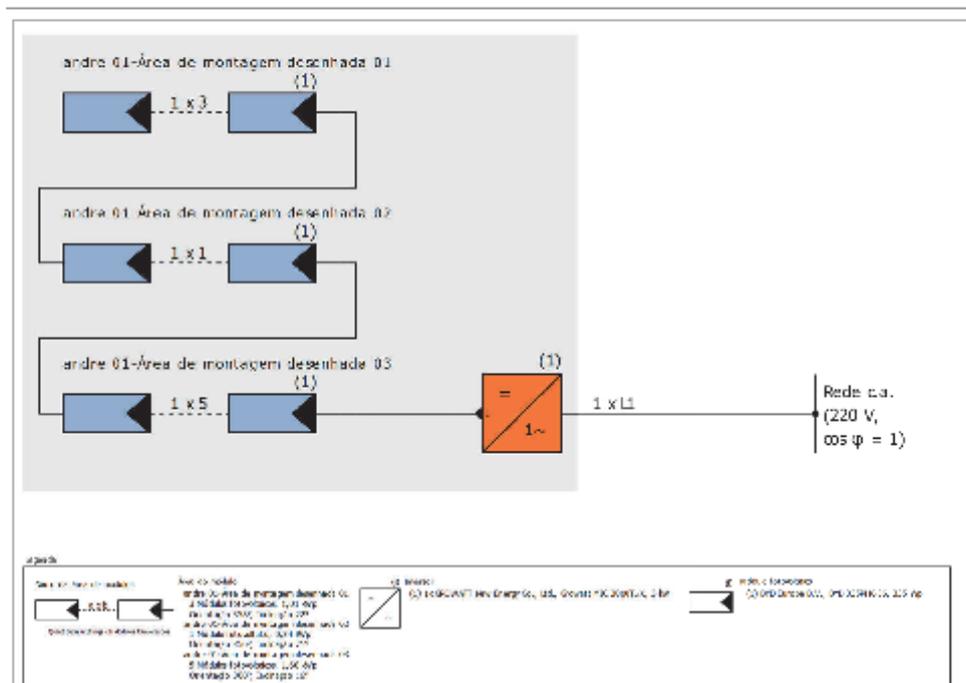


Figura: Esquema elétrico

O rendimento

O rendimento

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	3.616 kWh
Injeção na rede	3.616 kWh
Limitação no ponto de injeção	0 kWh
Autoconsumo	0,0 %
Fração solar	0,0 %
Rendimento anual específico	1.197,40 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	84,2 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,3 %/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	1.697 kg/ano

Análise financeira

Seus lucros

Investimento total	24.120,00 R\$
Taxa interna de retorno	0,00 %
Prazo de amortização	Mais do que 20 Anos
Custos de geração da energia	0,35 R\$/kWh
Balçoço / Conceito de injeção	Net-Metering

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.

Simulação PVsyst estudo de caso – Mafra – SC



Projeto: Rodrigo Ferreira

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.1.1

Data da simulação: 01/11/21 14:11
com v7.1.1

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida

4071 kWh/ano

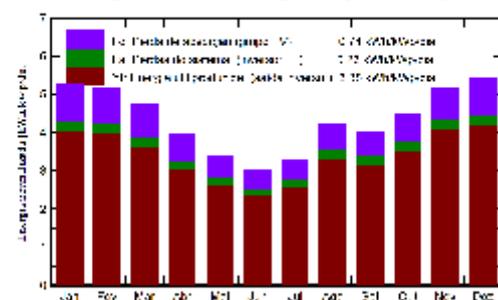
Produção específica

1234 kWh/kWp/ano

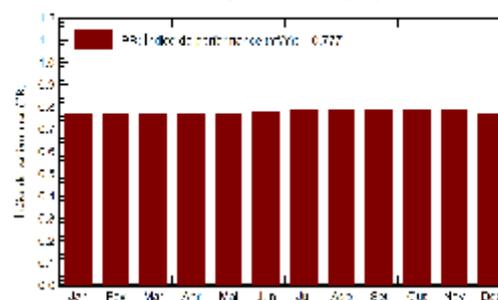
Índice de performance (PR)

77.71 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balancos e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	169.9	82.30	21.03	163.7	157.1	441.6	414.1	0.767
Fevereiro	144.2	71.60	21.39	144.7	139.1	393.1	368.5	0.772
Março	141.1	73.60	21.03	147.7	140.8	398.5	373.8	0.767
Abril	108.9	59.80	18.85	119.5	113.5	324.0	302.5	0.767
Mai	89.6	44.60	15.27	105.4	99.1	288.2	268.5	0.772
Junho	75.0	37.20	14.45	90.7	85.4	250.6	232.5	0.777
Julho	85.3	39.70	13.54	101.6	96.1	283.3	263.9	0.787
Ago	115.6	59.10	15.26	131.1	125.0	363.6	340.8	0.788
Setembro	113.7	64.00	15.41	121.3	114.9	336.7	314.5	0.786
Outubro	137.0	84.10	17.89	139.1	132.8	385.0	360.2	0.785
Novembro	159.3	80.70	18.73	155.6	149.8	431.1	404.4	0.788
Dezembro	174.5	90.50	20.25	167.4	161.2	455.9	427.6	0.774
Ano	1514.1	787.19	17.74	1587.7	1514.7	4351.7	4071.3	0.777

Legendas

GlobHor Irradiação global horizontal

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

E_Grid Energia injetada na rede

PR Índice de performance

Simulação PVsol estudo de caso – Mafra – SC

Vista geral do projeto

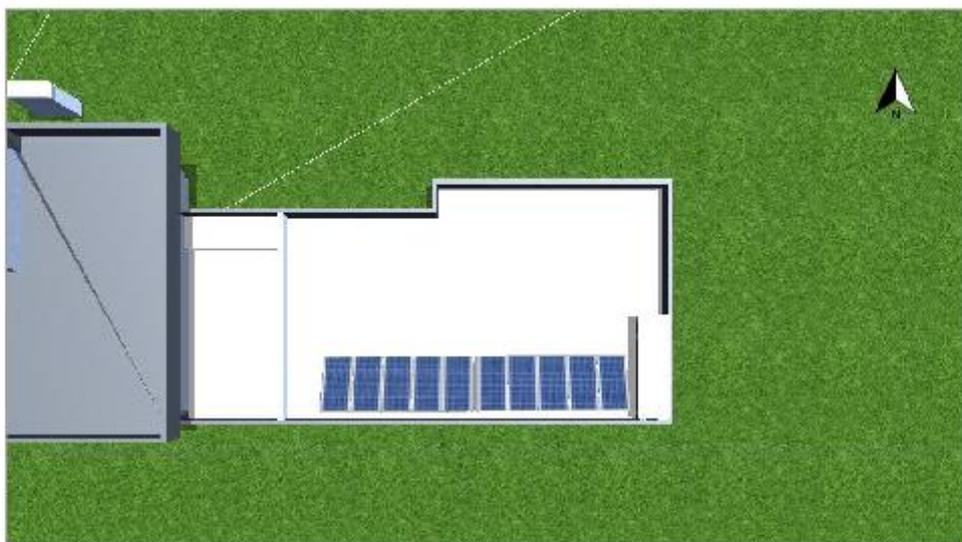


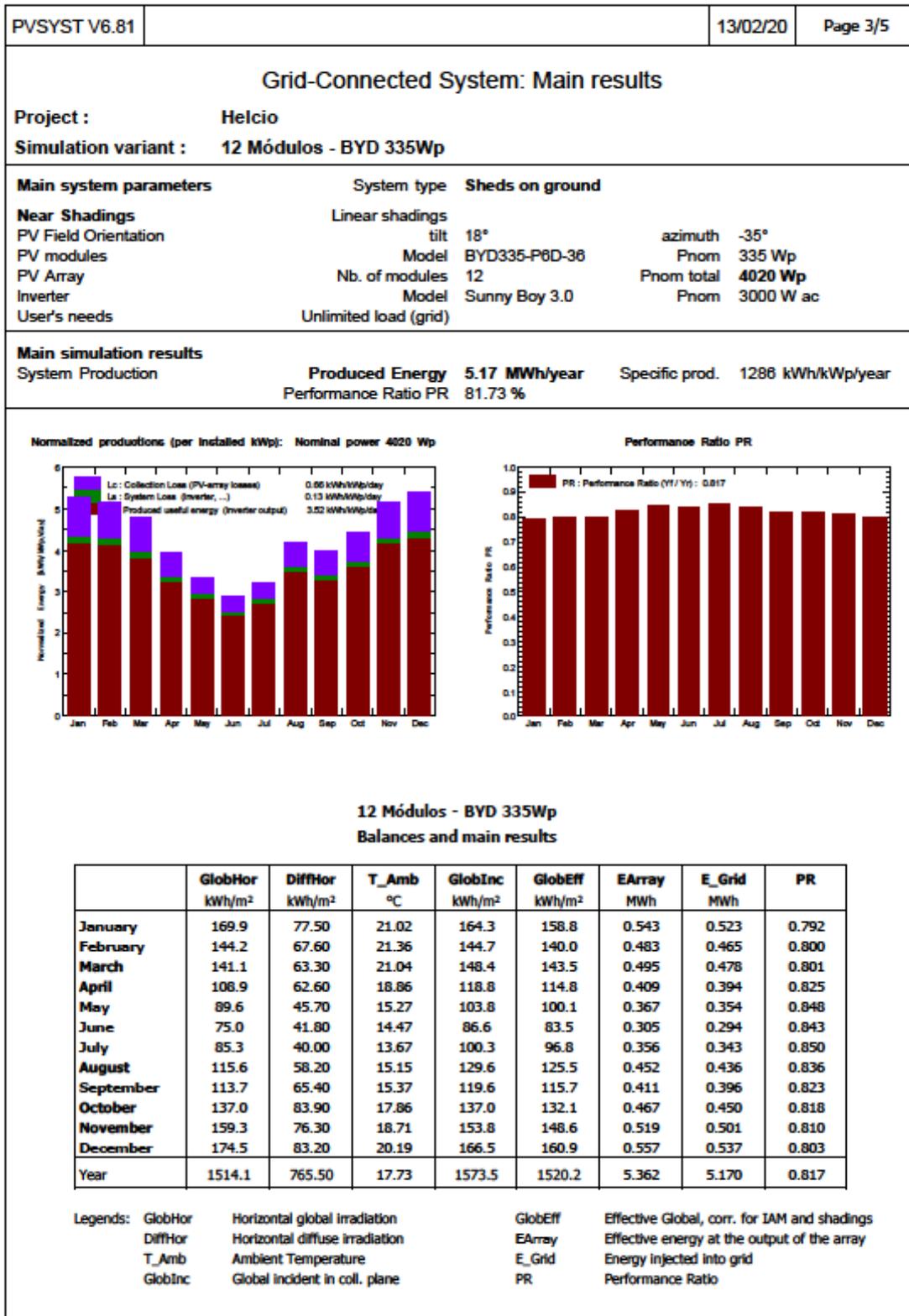
Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede

Dados climáticos	Mafra, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	3,3 kWp
Area do gerador fotovoltaico	19,8 m ²
Quantidade de módulos	10
Quantidade de inversores	1

Simulação PVsyst estudo de caso – Rio Negro – PR



Simulação PVsol estudo de caso – Rio Negro – PR

Vista geral do projeto

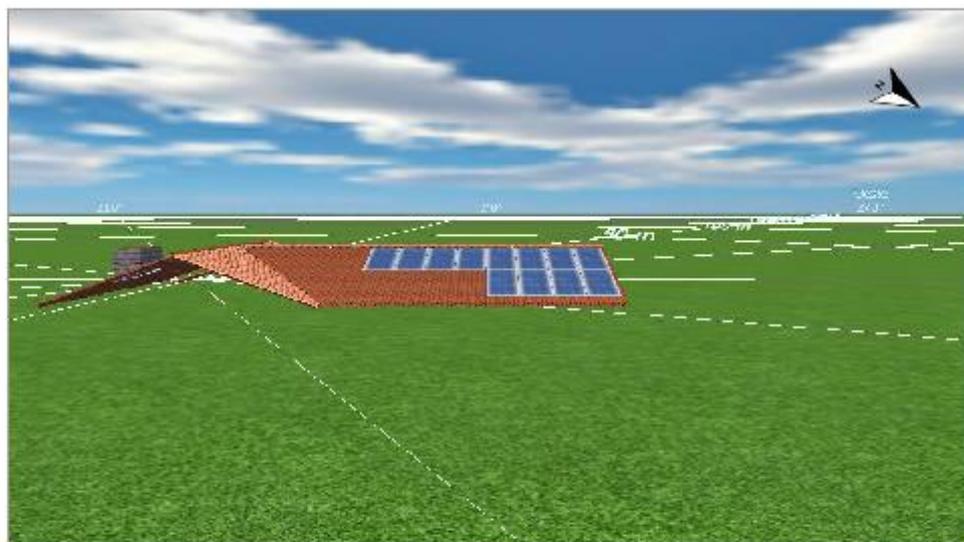


Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede

Dados climáticos	Rio Negro, BRA (1991 - 2010)	
Potência do gerador fotovoltaico	4,02	kWp
Area do gerador fotovoltaico	23,7	m ²
Quantidade de módulos	12	
Quantidade de inversores	1	

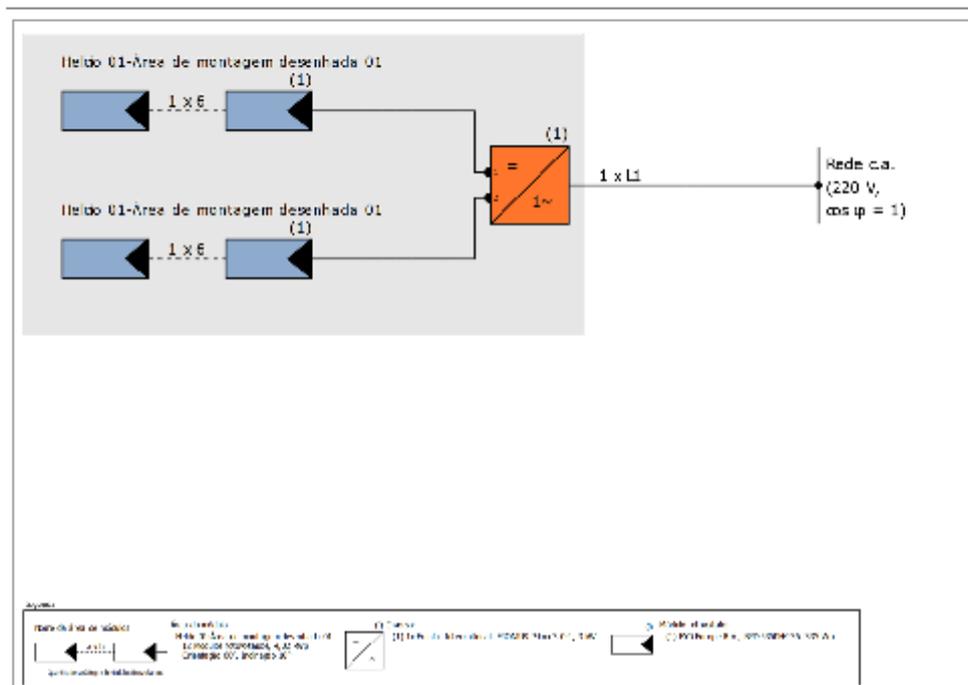


Figura: Esquema elétrico

O rendimento

O rendimento

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	4.881 kWh
Injeção na rede	4.881 kWh
Limitação no ponto de injeção	0 kWh
Autoconsumo	0,0 %
Fração solar	0,0 %
Rendimento anual específico	1.211,41 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	82,4 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,0 %/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	2.289 kg/ano

Análise financeira

Seus lucros

Investimento total	32.160,00 R\$
Taxa interna de retorno	8,87 %
Prazo de amortização	9,8 Anos
Custos de geração da energia	0,35 R\$/kWh
Balanco / Conceito de injeção	Injeção total

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.



Simulação PVsyst estudo de caso – São Francisco do Sul – SC

PVSYST V6.81		04/12/20	Page 4/6					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		Cintia_Aparecida						
Simulation variant :		New simulation variant						
Main system parameters		System type	Sheds system					
Near Shadings		Detailed electrical calculation (acc. to module layout)						
PV Field Orientation		tilt	20° azimuth 0°					
PV modules		Model	CS3U-380P P4 Pnom 380 Wp					
PV Array		Nb. of modules	13 Pnom total 4680 Wp					
Inverter		Model	MIN 5000TL-X Pnom 5.00 kW ac					
User's needs		Unlimited load (grid)						
Main simulation results		System Production	Produced Energy 5.95 MWh/year Specific prod. 1272 kWh/kWp/year					
		Performance Ratio PR	84.78 %					
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4680 Wp</p>		<p>Performance Ratio PR</p>						
New simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	163.7	78.70	25.13	154.5	150.4	0.613	0.598	0.826
February	143.9	70.70	24.73	143.6	140.3	0.573	0.558	0.831
March	137.3	67.40	24.24	146.3	143.0	0.586	0.572	0.835
April	109.1	55.60	21.39	123.8	121.1	0.503	0.490	0.845
May	92.7	49.60	18.24	113.0	110.4	0.471	0.459	0.869
June	73.5	42.20	16.53	90.4	88.3	0.381	0.370	0.876
July	77.8	45.80	15.16	93.2	91.0	0.392	0.381	0.873
August	98.0	51.40	16.68	114.1	111.6	0.477	0.465	0.870
September	98.1	63.80	17.94	103.8	101.0	0.429	0.416	0.857
October	120.9	77.60	21.03	121.0	117.7	0.495	0.482	0.851
November	147.0	79.90	22.35	141.1	137.2	0.569	0.555	0.840
December	165.8	91.60	24.40	155.4	151.1	0.623	0.607	0.835
Year	1427.8	774.29	20.63	1500.2	1463.0	6.111	5.953	0.848
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T_Amb	Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

Simulação PVsol estudo de caso – São Francisco do Sul – SC

Vista geral do projeto



Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede

Dados climáticos	São Francisco do Sul, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	4,68 kWp
Area do gerador fotovoltaico	25,8 m ²
Quantidade de módulos	13
Quantidade de inversores	1

Simulação PVsyst estudo de caso – Lages – SC



Projeto: Agnaldo Vargas - Lages

Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V7.1.1

Data da simulação: 12/11/21 12:12
com v7.1.1

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida

12.82 MWh/ano

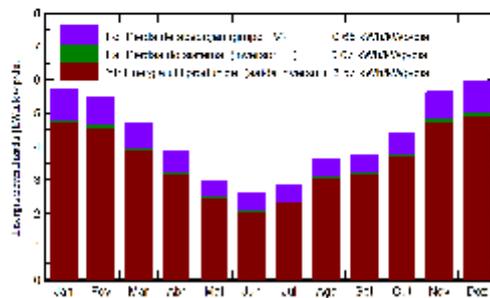
Produção específica

1302 kWh/kWp/ano

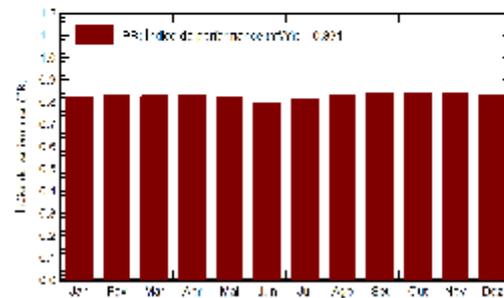
Índice de performance (PR)

83.11 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	178.3	91.90	22.46	177.3	169.9	1.469	1.442	0.827
Fevereiro	152.6	74.10	22.47	153.7	148.3	1.284	1.260	0.833
Março	142.6	68.70	22.05	145.2	139.1	1.207	1.184	0.829
Abril	111.9	54.80	19.57	115.7	109.3	0.962	0.943	0.828
Mai	88.4	48.30	15.95	92.3	86.0	0.767	0.749	0.825
Junho	73.5	35.30	14.72	78.0	71.6	0.630	0.614	0.800
Julho	83.4	37.00	13.60	88.0	81.5	0.726	0.708	0.817
Ago	108.5	48.00	15.31	113.1	106.9	0.948	0.927	0.833
Setembro	110.4	53.80	16.03	113.1	107.6	0.957	0.937	0.842
Outubro	136.7	75.80	18.75	137.2	131.2	1.161	1.138	0.843
Novembro	169.2	73.00	19.86	169.1	163.9	1.430	1.404	0.844
Dezembro	185.4	86.40	21.61	184.2	177.5	1.539	1.510	0.833
Ano	1540.9	747.09	18.51	1566.9	1493.0	13.081	12.815	0.831

Legendas

GlobHor Irradiação global horizontal

DiffHor Irradiação difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Incidência global no plano dos sensores

GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

EArray Energia efetiva à saída do grupo

E_Grid Energia injetada na rede

PR Índice de performance

Simulação PVsol estudo de caso – Lages – SC

Agnaldo Vargas

Vista geral do projeto

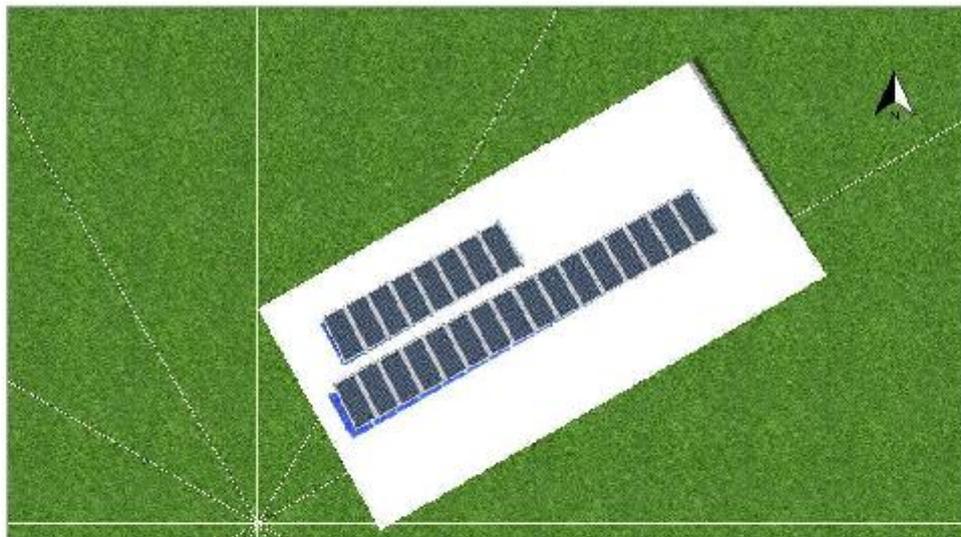


Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede

Dados climáticos	Lages, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	9,84 kWp
Área do gerador fotovoltaico	48,2 m ²
Quantidade de módulos	24
Quantidade de inversores	1

Agnaldo Vargas

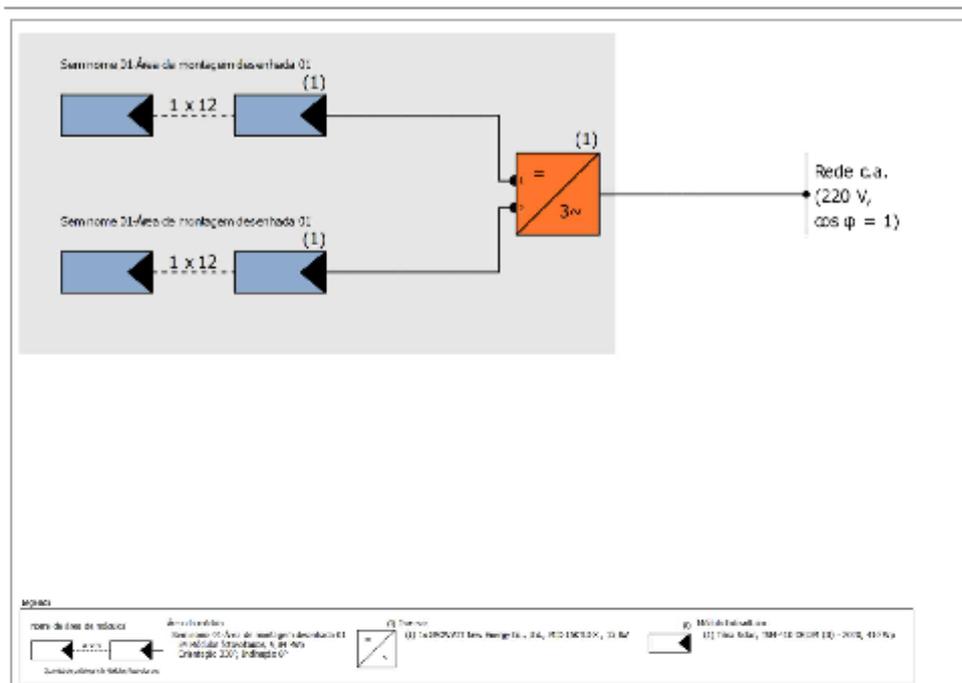


Figura: Esquema elétrico

O rendimento

O rendimento

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	12.354 kWh
Injeção na rede	12.354 kWh
Limitação no ponto de injeção	0 kWh
Autoconsumo	0,0 %
Fração solar	0,0 %
Rendimento anual específico	1.254,70 kWh/kWp
Desempenho do sistema [PR]	80,3 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	11,7 %/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	5.808 kg/ano

Análise financeira

Seus lucros

Investimento total	78.720,00 R\$
Taxa Interna de retorno	0,00 %
Prazo de amortização	Mais do que 20 Anos
Custo de geração da energia	0,84 R\$/kWh
Balanco / Conceito de Injeção	Net-Metering

Os resultados foram determinados com base em um modelo de ciclo de vida energético de Valentin Software GmbH (algoritmo PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de condições meteorológicas, da eficiência dos módulos e das inversores, e outros fatores.

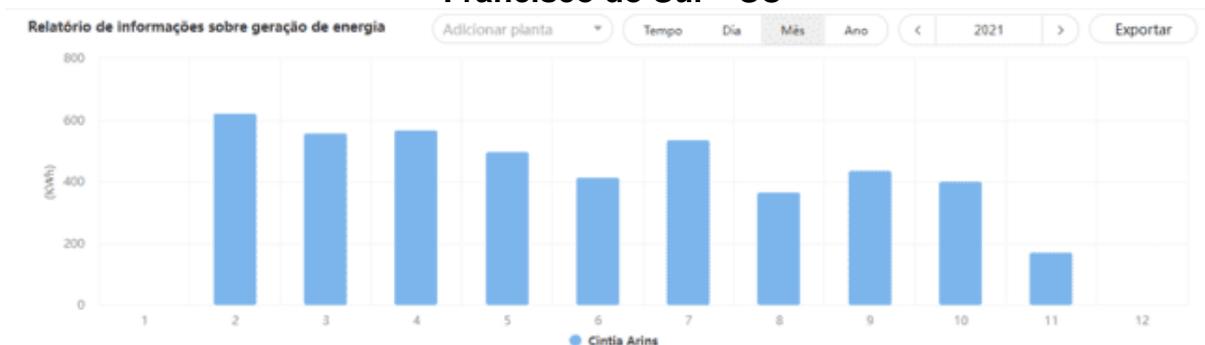


ANEXO C – Dados gráficos de geração de energia em kWh/mês extraídos das plataformas de monitoramento

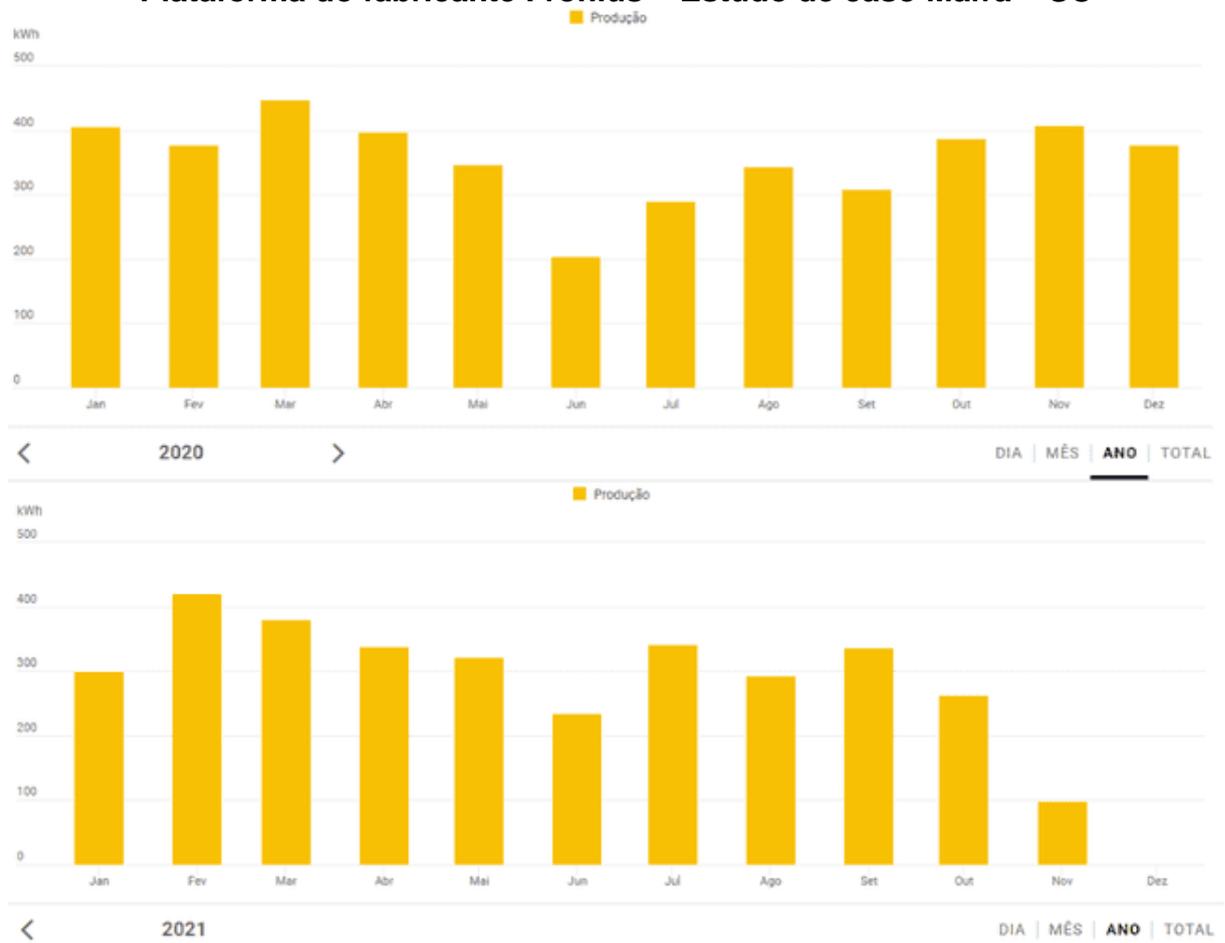
Plataforma do fabricante GROWATT New Energy – Estudo de caso Joinville – SC



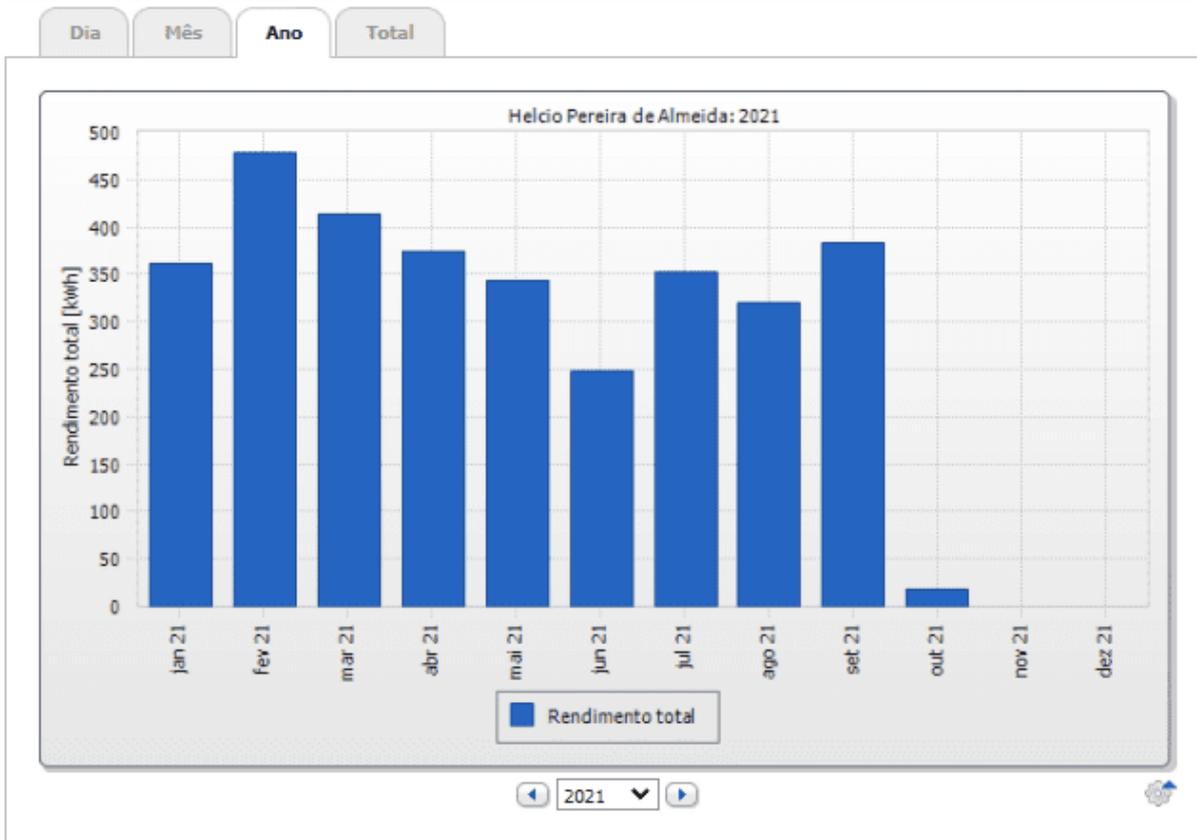
Plataforma do fabricante GROWATT New Energy – Estudo de caso São Francisco do Sul – SC



Plataforma do fabricante Fronius – Estudo de caso Mafra – SC



Plataforma do fabricante SMA – Estudo de caso Rio Negro – PR



Plataforma do fabricante GROWATT New Energy – Estudo de caso Lages – SC



TERMO DE ACEITE PARA DIVULGAÇÃO

Eu, Iago Matos Oliveira, aluno do curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do IFSC, Câmpus Joinville, aceito e autorizo a divulgação e/ou publicação do meu TCC – Trabalho de Conclusão de Curso, que contém os seguintes dados:

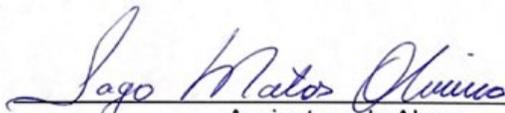
Título:

Desenvolvimento de simulador fotovoltaico considerando perdas de recurso solar por inclinação e desvio azimutal dos módulos fotovoltaicos

Professor Orientador: Prof. Dr. Carlos Toshiyuki Matsumi

Professora coorientadora: Profa. Me. Joice Luiz Jeronimo

Data: 18 /02 / 2022.



Assinatura do Aluno