



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS
CAMPUS DE PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DANIEL SANTOS SILVA

**ANÁLISE OPERACIONAL DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO INVERSORES DO TIPO
STRING E MICROINVERSOR**

Palmas/TO
2021

DANIEL SANTOSSILVA

**ANÁLISE OPERACIONAL DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO INVERSORES DO TIPO
STRING E MICROINVERSOR**

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT –
Universidade Federal do Tocantins – Campus
Universitário de Palmas, Curso de engenharia elétrica
para obtenção do título de bacharel e aprovada em sua
forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Me. Alcy Monteiro Júnior

Palmas/TO
2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins

S586a Silva, Daniel Santos.

Análise operacional do desempenho de sistemas de geração fotovoltaica utilizando inversores do tipo string e microinversor. / Daniel Santos Silva. – Palmas, TO, 2021.

63 f.

Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Alcy Monteiro Júnior

1. Energia Solar. 2. Microinversor. 3. Inversor String. 4. Geração Distribuída. I. Título

CDD 621.3

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

FOLHA DE APROVAÇÃO

DANIEL SANTOS SILVA

ANÁLISE OPERACIONAL DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO INVERSORES DO TIPO STRING E MICROINVERSOR

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica para obtenção do título de Bacharel e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Data de aprovação: 19 / 05 /2021

Banca Examinadora



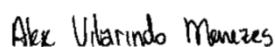
Assinado digitalmente por ALCY MONTEIRO JUNIOR:
02054783102
DN: C=BR, O=ICP-Brasil, OU=AC SOLUTI Multipla v5,
OU=32075287000105, OU=Presencial, OU=Certificado PF
A1, CN=ALCY MONTEIRO JUNIOR:02054783102
Razão: Eu atesto a precisão e a integridade deste documento
Localização: Palmas - TO
Data: 2021.05.19 20:11:56-03'00'

Prof. Me. Alcy Monteiro Júnior



Assinado de forma digital por Gisele Souza Parmezani Marinho
DN: cn=Gisele Souza Parmezani Marinho, o=Universidade
Federal do Tocantins - UFT, ou=Engenharia Elétrica - Campus de
Palmas, email=giselemarinho@uft.edu.br, c=BR
Dados: 2021.05.19 20:19:34 -03'00'
Versão do Adobe Acrobat Reader: 2021.001.20155

Prof. M^a. Gisele Souza Parmezani Marinho



Prof. Me. Alex Vilarindo Menezes

Palmas-TO, 2021

RESUMO

A geração distribuída fotovoltaica é uma das fontes renováveis mais promissoras da atualidade. O estado do Tocantins se destaca pelas suas condições favoráveis devido à sua localização próxima à linha do equador, ocasionando uma das maiores radiações solares do Brasil. O estudo dos inversores fotovoltaicos é primordial na busca pelo melhor aproveitamento dos módulos fotovoltaicos, maior eficiência e por consequência, por promover o melhor aproveitamento possível do conjunto de matérias que compõem o sistema e das condições climáticas. Esse trabalho explora os conceitos sobre energia solar, potencial de geração fotovoltaico conectado à rede no Brasil e no Tocantins, fatores de desempenho e fatores externos que podem afetar a geração. A partir disso apresenta um estudo de caso de análise e comparação entre seis sistemas com dois tipos de tecnologia de inversores, o inversor do tipo *string* e o microinversor, através do levantamento de dados de sistemas em operação na cidade de Palmas-TO. Com essa apresentação será possível conhecer melhor cada tecnologia e as características dela na região.

Palavras-chaves: Inversor *String*. Microinversor. Geração distribuída.

ABSTRACT

Photovoltaic distributed generation is one of the most promising renewable sources today. The state of Tocantins stands out for its favorable conditions due to its location close to the equator, causing one of the largest solar radiation in Brazil. The study of photovoltaic inverters is essential in the search for the best use of the photovoltaic modules, greater efficiency and consequence, for promoting the best possible use of the set of knowledge that make up the system and the climatic conditions. This work explores the concepts of solar energy, photovoltaic generation potential connected to the grid in Brazil and Tocantins, performance factors and external factors that can affect generation. From this, it presents a case study of analysis and comparison between six systems with two types of inverter technology, the string type inverter and the microinverter, through the data collection of systems in operation in the city of Palmas-TO. With this presentation, it will be possible to learn more about each technology and its characteristics in the region.

Key-words: Inverter String. Microinverter. Distributed Generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Volume de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em MW por ano	13
Figura 2- Imagem de um estudo da Grenner sobre o quais inversores foram mais utilizados pelas empresas de energia solar do Brasil no primeiro semestre de 2020.....	14
Figura 3- Mapa geográfico de radiação solar global médio diária no Brasil.....	19
Figura 4- Mapa da radiação solar global médio no Estado do Tocantins dada em kWh/m ² ano	21
Figura 5- Célula Fotovoltaica	23
Figura 6- Curva I x V de uma célula fotovoltaica	24
Figura 7- Módulos fotovoltaicos de (a) silício policristalino, (b) silício monocristalino, (c) silício amorfo, (d) filme fino com encapsulamento flexível, (e) CIS e (f) silício monocristalino com encapsulamento de vidro-vidro.....	25
Figura 8- Configuração de um SFCR com inversor central	28
Figura 9- Configuração de um SFCR com 3 inversores <i>string</i>	28
Figura 10- Configuração de um SFCR com três inversores <i>string com MPPT</i>	29
Figura 11- Configuração de um SFCR com seis microinversores	30
Figura 12- Fatores de perdas de um gerador fotovoltaico	32
Figura 13- Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25°C.....	33
Figura 14- Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1000 W/m ²	34
Figura 15- Exemplo ilustrativo de perdas causadas por mismatch.....	35
Figura 16 – Vista aérea da planta 1	39
Figura 17 - Vista aérea da planta 2	40
Figura 18 - Vista aérea da planta 3	41
Figura 19 - Vista aérea da planta 4	41
Figura 20 - Vista aérea da planta 5	42
Figura 21- Vista aérea da planta 6	43
Figura 22 - Gráfico de irradiação global horizontal	44
Figura 23 - Configurações da planta1 no Radasol.....	45
Figura 24- Configurações da planta 2 no Radasol.....	46
Figura 25 - Configurações da planta 3 no Radasol.....	47
Figura 26 - Configurações da planta 4 no Radasol.....	48
Figura 27 - Configurações da planta 5 no Radasol.....	49
Figura 28 - Configurações da planta 6 no Radasol.....	50
Figura 29 - Gráfico de irradiação no plano inclinado para as plantas 1,2,3,4,5 e 6	51
Figura 30 - Gráfico de geração de energia elétrica mês a mês das plantas 1,2,3,4,5 e 6.....	52
Figura 31 - Gráfico do fator de capacidade médio para cada planta no período pesquisado ...	52
Figura 32 - Gráfico da produtividade semestral para cada planta	53
Figura 33 - Gráfico da taxa de desempenho média para cada planta no período pesquisado ..	54
Figura 34 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/10/2020 as 09:30 am.....	55
Figura 35 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/10/2020 as 13:15 am.....	55
Figura 36 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/01/2020 as 09:30 am.....	56
Figura 37 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/01/2020 as 13:15 pm	56
Figura 38 - Carregamento dos módulos da planta 5, dia 16/10/2020 as 15:15 pm.	57
Figura 39 - Imagem de satélite da planta 3.....	58
Figura 40 – Curva de produção dos microinversores da planta 5, dia 25/11/2020 as 14:00 pm.	59

Figura 41 – Curva de temperatura dos microinversores da planta 5, dia 25/11/2020 as 13:45 pm.	59
Figura 42 – Carregamento dos módulos da planta 5, dia 25/11/2020 as 14:00 pm, no momento do corte.....	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Potencial técnico fotovoltaico residencial	20
Tabela 2- Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratório	23
Tabela 3- Dados técnicos das plantas analisadas.....	38
Tabela 4 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 1.....	45
Tabela 5 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 2.....	46
Tabela 6 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 3.....	47
Tabela 7 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 4.....	48
Tabela 8 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 5.....	49
Tabela 9 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 6.....	50
Tabela 10 - Dados de geração em KWh/mês de energia mês a mês das plantas 1,2,3,4,5 e 6 .	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CRESEB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
GWh	Gigawatt Hora
GWh/ano	Gigawatt Hora por ano
J/m ²	Joule por Metro Quadrado
GWh	Gigawatt Hora
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kWh/m ²	Quilowatt Hora por Metro Quadrado
kWh/m ² year	Quilowatt Hora por Metro Quadrado vezes 12 meses
MW	Mega Watt
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point tracking</i>
NBR	Norma Técnica Brasileira
SEMARH	Secretaria Domeio Ambiente E Recursos Hídricos
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à rede
Si	Silício
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
Wp	Watt pico
W/m ²	Watt por Metro Quadrado
Wh/m ²	Watt Hora por Metro Quadrado

SUMÁRIO

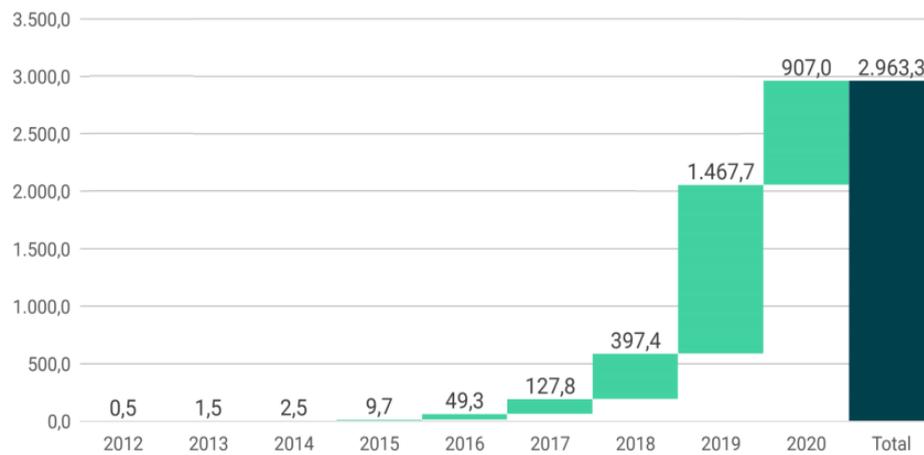
1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Justificativa	14
1.2 Objetivos	14
1.2.1 Objetivo Geral	15
1.2.2 Objetivos Específicos	15
1.3 Metodologia	15
1.3.1 Metodologia da Pesquisa	15
1.3.2 Procedimentos Metodológicos.....	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1 Energia Solar.....	17
2.2 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil	18
2.2.1 Potencial Brasileiro de Geração de Energia Solar Fotovoltaica	18
2.2.2 Potencial de geração de energia solar fotovoltaica no Tocantins	21
2.3 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR).....	22
2.4 Gerador Fotovoltaico.....	22
2.4.1 Módulo Fotovoltaico	24
2.5 Inversor Fotovoltaico.....	26
2.5.1 Inversor <i>String</i>	27
2.5.2 Microinversor	29
2.6 Índice de Mérito para Avaliação do Desempenho de SFCR.....	30
2.6.1 Fator de Capacidade	30
2.6.2 Produtividade.....	31
2.6.3 Desempenho Global de um SFCR.....	31
2.7 Fatores que Influenciam o Desempenho do SFCR.....	32
2.7.1 Influência da irradiação solar.....	33
2.7.2 Efeito da temperatura.....	33
2.7.3 Efeito do Sombreamento Parcial e Acúmulo de Sujeira	34
2.7.4 Efeito do Descasamento de Módulos – <i>Mismatch Losses</i>	34
2.8 Dados de Irradiação	35
2.9 RadiaSol	36
3 METODOLOGIA E RESULTADOS.....	37
3.1 Considerações Iniciais	37
3.2 Sistemas Analisados	37
3.2.1 Dados da Planta 1	39
3.2.2 Dados da Planta 2	39
3.2.3 Dados da Planta 3	40
3.2.4 Dados da Planta 4	41
3.2.5 Dados da Planta 5	42
3.2.6 Dados da Planta 6.....	43
3.3 Determinação dos Índices de Mérito.....	43
3.4 Perdas por Sombreamento.....	54
3.5 Perdas por Acúmulo de Sujeira.....	57
3.6 Perdas por Temperatura.....	58
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
REFERÊNCIAS.....	63

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a geração solar é sétima maior fonte de geração do Brasil, com empreendimentos em operação em nove estados brasileiros, nas regiões Nordeste (Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte), Sudeste (Minas Gerais e São Paulo) e Norte (Tocantins) (ABSOLAR, 2020).

De acordo com Greener (2020), no primeiro semestre de 2020, as instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede chegaram a 30,6% do total já conectado à rede até aquele momento, na Figura 1 observamos que no fechamento do primeiro semestre de 2020 a marca de 2,96 GW de potência conectados à rede alcançada.

Figura 1- Volume de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em MW por ano



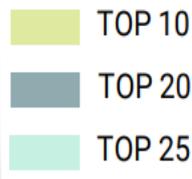
Fonte: Greener (2020)

Almeida (2012) observa o seguinte sobre a consolidação da geração fotovoltaica no Brasil:

Nos últimos anos, um conjunto de fatores tem colaborado para a consolidação da geração fotovoltaica conectada à rede no Brasil. Dentre eles pode-se destacar a redução do preço dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional; a divulgação, ainda que em maior intensidade nos meios acadêmico e empresarial, por meio de seminários, congresso, workshops, etc., a mobilização do governo no sentido de criar um marco regulatório no setor, tendo como exemplos a Resolução Normativa nº 482/2012 e a chamada de Projeto P&D Estratégico nº 013/2011 da ANEEL; a produção de Normas técnicas nacionais para conexão à rede e instalação de sistemas fotovoltaicos; e o interesse da indústria em nacionalizar a produção de equipamentos (Almeida, 2012).

Com o volume de sistemas e a consolidação da geração fotovoltaica conectada à rede no Brasil, diversos inversores começaram a entrar no mercado nacional com diferentes topologias e funcionamento. De acordo com a Greener (2020), foi realizada uma pesquisa com diversas empresas de energia solar no mercado nacional. Na Figura 2 é possível observar os fabricantes que mais foram buscados por essas empresas no primeiro semestre de 2020, em destaque para o top 10 das marcas com ABB, AP Systems, Fronius, Growatt, Hoymiles, REFU, Renovini, Saj, Solar Edge, Weg.

Figura 2- Imagem de um estudo da Greener sobre o quais inversores foram mais utilizados pelas empresas de energia solar do Brasil no primeiro semestre de 2020

ABB	Eco Solys	Hoymiles	PHB	SMA	
AP Systems	Fronius	Huawei	REFU	Solar Edge	
B&B	Solis	Kstar	Renovigi	Sungrow	
Canadian	Goodwe	NEP	Saj	Victron	
East Power	Growatt	Omnik	Serrana	Weg	

Fonte: Greener (2020)

1.1 Justificativa

Quando se trata de geração fotovoltaica distribuída, é de aspecto essencial analisar as circunstâncias de geração para cada grupo de inversores, a fim de que seja escolhido o inversor que melhor preencha aos requisitos de instalação e proporcione a melhor eficiência energética ao sistema.

Os fabricantes de inversores apresentam dados de eficiência nas folhas de dados, obtidos por meio de testes de operação com o inversor em condições ideais, contudo, ainda há o interesse prático de observar o comportamento destes equipamentos em instalações reais.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem os objetivos subsequentes.

1.2.1 Objetivo Geral

Avaliar o desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) e comparar dois tipos de sistemas distintos e instalados na cidade de Palmas/TO, considerando sistemas compostos por inversores do tipo *string* e microinversor, e parâmetros intrínsecos ao sistema que afetam seu desempenho.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Obter dados de radiação solar global da cidade de Palmas-TO a partir do INMET;
- Estudar e levantar os dados técnicos das plantas analisadas e os parâmetros necessários aos cálculos e comparações;
- Comparar os índices de mérito dos sistemas por meio de parâmetros obtidos de forma digital pelo monitoramento dos inversores;
- Apresentar os resultados obtidos sinalizando o desempenho de cada tecnologia em função dos parâmetros estudados e compara-los.

1.3 Metodologia

A metodologia utilizada tem classificação e procedimentos descritos a seguir.

1.3.1 Metodologia da Pesquisa

Adota-se o método hipotético-dedutivo, em razão do estudo ter como finalidade descrever e avaliar o desempenho de duas tecnologias de inversores em uma determinada região, logo, este estudo tem um objetivo de descrever a tecnologia e explorar os dados dos dois tipos de inversores, portanto, este estudo se caracteriza como uma pesquisa básica e com uma abordagem de cunho qualitativo e quantitativo, sendo então este realizado através da revisão bibliográfica, dos dados de monitoramento fornecidos pelos dois tipos de inversores e dos dados de temperatura e irradiância dos locais escolhidos.

1.3.2 Procedimentos Metodológicos

Os seguintes procedimentos foram definidos para a execução do trabalho:

- Levantamento bibliográfico e revisão da literatura acerca das tecnologias utilizadas atualmente em SFCR;
- Pesquisa descritiva com estudos relacionados à influência da temperatura e de outros fatores no desempenho do sistema;
- Levantamento de dados técnicos dos sistemas, das tecnologias dos módulos fotovoltaicos e dos inversores por meio de folhas de dados de fabricantes e dos dados de monitoramento dos sistemas em operação;
- Obtenção da taxa de desempenho das plantas analisadas com os dois tipos de inversores e identificação de fatores que causam problemas a esses sistemas.

Será utilizado o *software* Radiasol para corrigir desvios na irradiação no plano inclinado e azimutal dos módulos, banco de dados online dos inversores para obtenção dos dados de geração para análise da taxa de desempenho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste Capítulo será exposta uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados pela comunidade científica relacionados a área de energia solar fotovoltaica. Para isso, são utilizadas teses de pós-graduação, revistas, artigos, livros e sites de pesquisa e desenvolvimento do governo, ambos de extrema relevância para a compreensão do assunto.

2.1 Energia Solar

“O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje umas das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano” (CEPEL; CRESEB,2014).

A fim de obter uma compreensão melhor das informações abordadas, são necessários alguns esclarecimentos sobre os conceitos de radiação solar, irradiação e irradiância. Os mapas de irradiação e outras informações sobre a energia incidente podem ser abordados de diferentes formas, dependendo da referência consultada. Essas diferenças de unidades, de escala e até mesmo de cores, dificultam as análises e as comparações em regiões distintas. Sendo assim, destacam-se, segundo a norma ABNT NBR 10899:2013, os seguintes conceitos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013):

- Radiação solar: Forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas;
- Irradiância solar: Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado W/m^2 ;
- Irradiação solar: Irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em Wh/m^2 ou J/m^2 , sendo simbolizada por “I” quando integrada em uma hora e “H” quando integrada em um dia;
- Massa de ar: Simbolizada por “AM”, a massa de ar é a razão entre o caminho ótico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar.

2.2 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

O aproveitamento de energia solar fotovoltaica para geração de energia elétrica no Brasil possui benefícios que segundo a ABSOLAR (2020), já ultrapassam R\$ 34,3 bilhões em novos investimentos privados, mais de 201 mil novos empregos gerados e mais de R\$10,1 bilhões em arrecadação de tributos ao poder público, o que evidencia o potencial do ganho econômico social.

Embora apresente todos esses benefícios, o Brasil, conforme o MME (2020), possuía até 2020, cerca 7 GW de capacidade em geração de energia solar fotovoltaica instalada, o que representa apenas 3,9% da capacidade de geração instalada total no país. Dessa geração de energia fotovoltaica, cerca de 3,1 GW aproximadamente corresponde à geração centralizada e cerca 3,9 GW aproximadamente de geração distribuída.

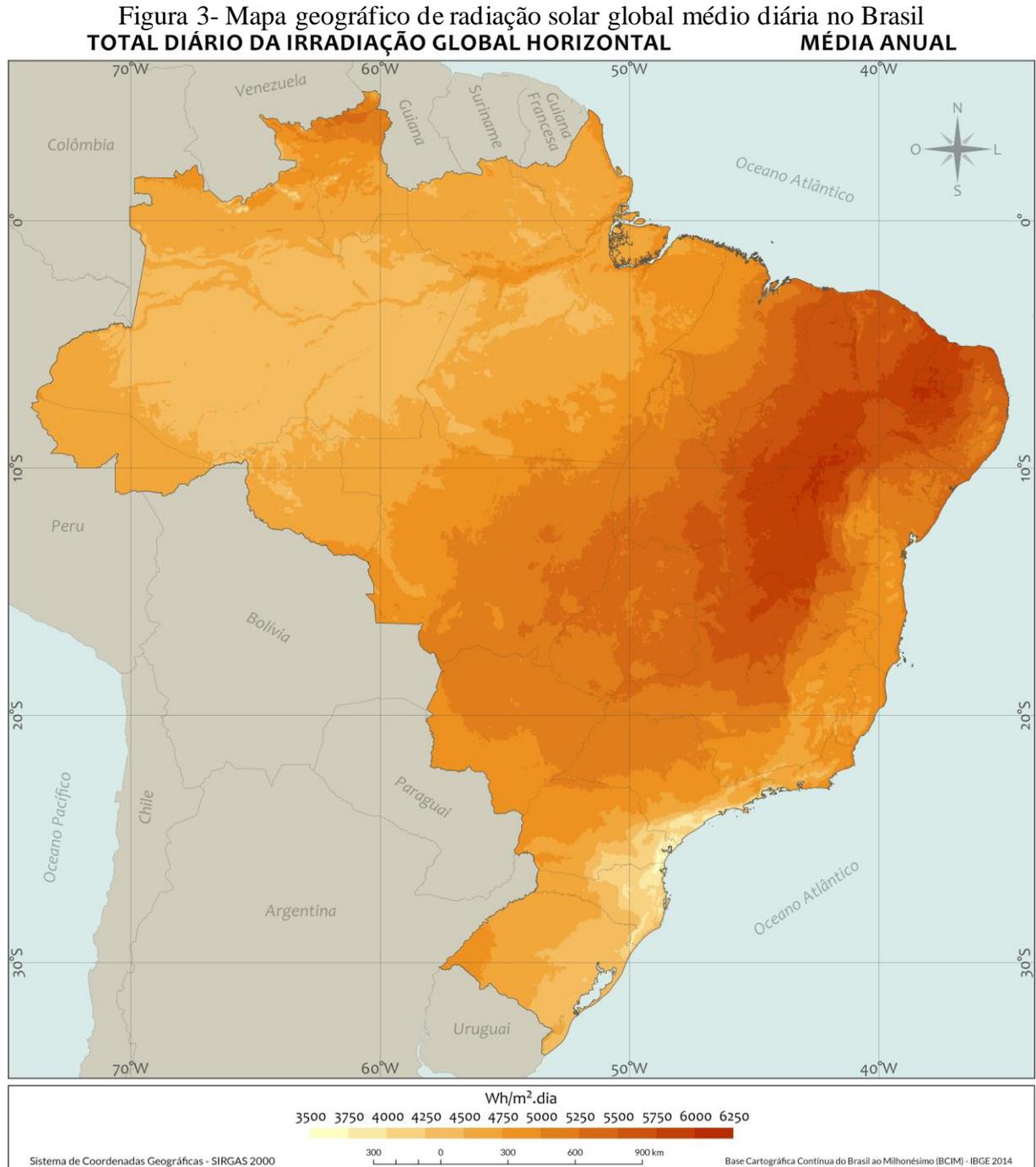
2.2.1 Potencial Brasileiro de Geração de Energia Solar Fotovoltaica

De acordo com Pereira et al. (2006), a média anual de irradiação global apresenta uma consistência no Brasil, com médias relativamente altas em todo o território. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2.500 Wh/m²) são superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1250 Wh/m²), França (900- 1650 Wh/m²) e Espanha (1200-1850 Wh/m²), locais onde projetos de aproveitamento solar são amplamente disseminados.

Além do fator climático favorável já mencionado, outro fator aponta para o grande potencial de crescimento da geração distribuída no Brasil. Desde o início da comercialização da energia elétrica no país a geração centralizada foi utilizada para fornecer energia a consumidores residenciais, comerciais, industriais e públicos, por meio de sistemas de transmissão e distribuição complexos e de custos elevados, devido às longas distâncias entre o local de geração de energia e seus consumidores finais e os desafios técnicos que isso representa para a manutenção das redes e qualidade de energia entregue. A utilização da geração fotovoltaica distribuída se mostra uma alternativa para estes problemas porque nela os pontos de geração de energia estão distribuídos próximos aos consumidores finais, ao longo da rede, o que reduz a complexidade dos sistemas de transmissão e distribuição e por consequência o seu custo de operação (PEREIRA, 2017).

A Figura 3 apresenta um mapa geográfico do Brasil com os níveis de radiação solar global médio diário, o nível de radiação no mapa se dá por uma paleta de cores, onde o laranja

mais claro tem menor radiação e o laranja escuro tem uma maior radiação, os valores da radiação foram dados em Wh/m² dia, em uma faixa de 3500 – 6250 Wh/m² dia.



Fonte: Pereira et al. (2017)

Observa-se, na Figura 3, que os estados da região Nordeste e os estados do Goiás, de Minas Gerais e do Tocantins, que está sendo abordado nessa pesquisa, se figuram entre os maiores potências de energia solar no Brasil.

Em relação ao potencial para geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos residenciais, a EPE (2014) fez um estudo e identificou os valores de potencial de geração residencial relacionados ao consumo de cada Estado do Brasil, esses dados são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1- Potencial técnico fotovoltaico residencial

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial Anual 2013	Potencial Fotovoltaico / Consumo Residencial
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	82	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
BRASIL	32.820	287.505	124.896	230%

Fonte: Adaptado de EPE (2014)

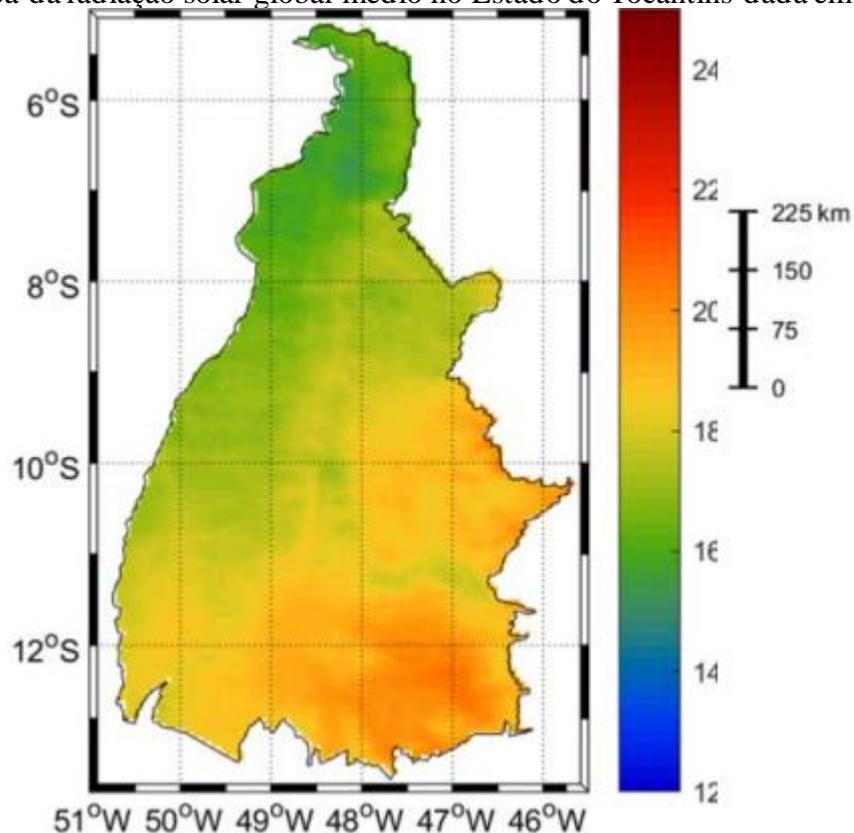
Através da Tabela 1 fica evidente que, as regiões de maior consumo têm um maior potencial de geração fotovoltaica e que o Brasil possui um potencial de geração de aproximadamente 230% superior ao consumo residencial do país, o que aponta para sua futura expansão.

2.2.2 Potencial de geração de energia solar fotovoltaica no Tocantins

Segundo a ABSOLAR (2020), o Tocantins se encontra na 21ª posição do ranking estadual de potência instalada no Brasil com cerca de 25,6 MW de potência, o que representa uma parcela de 0,7% da potência total instalada no Brasil.

A Figura 4 apresenta um mapa geográfico da região do Tocantins com os níveis de radiação solar global médio anual. O nível de radiação no mapa se dá por uma paleta de cores onde o vermelho escuro tem maior radiação e o azul escuro menor radiação, os valores da radiação são dados em (kWh/m² ano).

Figura 4- Mapa da radiação solar global médio no Estado do Tocantins dada em kWh/m² ano



Fonte: Pereira et al. (2006)

De acordo com os dados de 2020 da Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (SEMARH), a média anual de irradiação global apresenta valores satisfatórios dentro da faixa de todo território brasileiro de 1.500 a 2.500 kWh/m². Observando a Figura 4 nota-se que o valor da irradiação global média do Estado, dividido pelo ano em 12 meses, está entre 1.600 a 2.100 kWh/m², onde a região sul do Tocantins é a que possui o maior índice de irradiação (SEMARH, 2020).

Através da Tabela 1, fica claro que o Tocantins ainda possui um consumo de energia elétrica inferior a outros Estados do país, ao mesmo passo em que o seu potencial de geração é aproximadamente 3 vezes maior do que o seu consumo, o que evidencia o seu potencial energético.

2.3 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

Um SFCR de uma forma simples, é constituído por um gerador fotovoltaico, inversor de frequência e a rede elétrica da concessionária, logo, esta estrutura envolve a geração de energia elétrica em Corrente Contínua (CC), a transformação da corrente contínua em Corrente Alternada (CA) e a transmissão da energia elétrica gerada para a concessionária de energia.

Segundo Rüter (2004), os sistemas são capazes de se conectar à rede a partir de uma instalação adaptada a uma edificação, onde é possível posicionar os módulos em telhados, fachadas de prédios, ou de forma centralizada, como em uma usina geradora convencional, geralmente localizada distante do ponto de consumo.

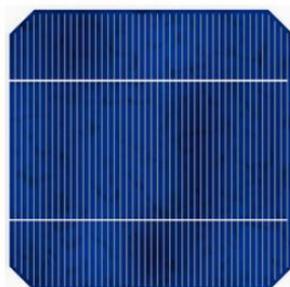
Segundo (Zilles et al., 2012) o fluxo de energia das edificações é medido em kWh, que é o valor contabilizado da energia comprada da rede, o que foi transbordado para à rede é a energia gerada pelo SFCR, e ao final do mês o faturamento da energia gerada pelo SFCR depende da livre negociação entre o proprietário e a empresa concessionária ou da regulamentação específica adotada.

2.4 Gerador Fotovoltaico

Define-se como gerador fotovoltaico qualquer dispositivo capaz de converter energia solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico, sendo a célula fotovoltaica o dispositivo que constitui a unidade básica (Zilles et al., 2012).

A Figura 5 expõe uma célula fotovoltaica feita com silício monocristalino.

Figura 5- Célula Fotovoltaica



Fonte: Almeida (2012)

De acordo com Almeida (2012), o que mais se destacam entre os diversos materiais utilizados para a fabricação das células fotovoltaicas são o silício monocristalino, o silício policristalino e os chamados filmes finos, como o silício amorfo, o silício microcristalino, o telureto de cádmio (CdTe), o disseleneto de cobre-índio-gálio (CuInGaSe₂), ou CIGS, o disseleneto de cobre-índio (CuInSe₂), ou CIS, e o arseneto de gálio (GaAs).

A Tabela 2 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas até 2012 com diferentes materiais e tecnologias.

Tabela 2- Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratório

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filme finos transferidos	20,1 ± 0,4
Composto III A-V A(ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (CuInGaSe) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe filme Fino	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Fonte: Adaptado de Green et al.(2013)

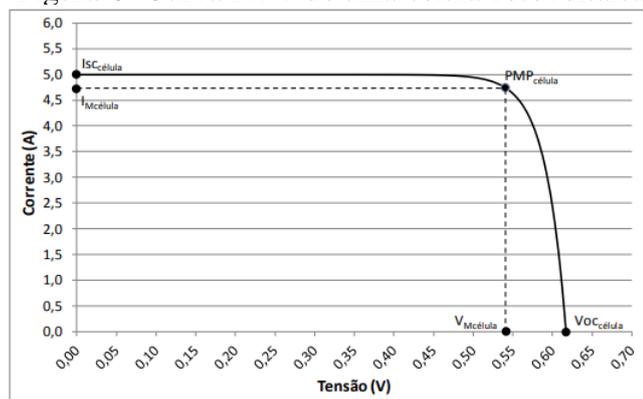
Na tabela acima a máxima eficiência foi obtida com células fotovoltaicas multijunção, que são células compostas por uma combinação de materiais, uma delas chegou a atingir 37,7%, e os elementos que a compõem estão nos grupos 13, 14 e 15 da tabela periódica, essa combinação permite a absorção de grande dos fótons do espectro solar. Nas células de uma única junção, as melhores células de Silício (Si) fabricadas em laboratório atingiram a eficiência de 25%, sendo que o limite teórico é da ordem de 30% (Limite de *Schokley-Queiser*).

Segundo Zilles et al. (2012), as células fotovoltaicas são fabricadas em sua maioria, com lâminas de silício, mono e multicristalino, a utilização do silício se dá devido a sua abundância, o que torna a fabricação mais barata em relação a outros materiais e tecnologias.

Segundo Almeida (2012) toda célula fotovoltaica dispõe de uma curva característica de corrente por tensão ($I \times V$) onde a partir dela é possível destacar três pontos importantes: a tensão de circuito aberto ($V_{OC\ célula}^{16}$), onde a corrente e potência são zero; a corrente de curto-circuito ($I_{SC\ célula}^{17}$), onde a tensão e potência são zero; o ponto de máxima potência (PMP $célula$), onde a tensão e potência são zero, e o ponto de máxima potência, $P_{M\ célula}$ (potência máxima).

A Figura 6 demonstra uma curva de corrente por tensão ($I \times V$), onde é possível observar os pontos de $I_{SC\ célula}$, $I_{M\ célula}$, $V_{OC\ célula}$, $V_{M\ célula}$ e o $PMP_{célula}$.

Figura 6- Curva I x V de uma célula fotovoltaica



Fonte: Almeida (2012)

2.4.1 Módulo Fotovoltaico

Segundo Benedito (2009), como uma célula típica produz menos de 3 Wp, em uma tensão de aproximadamente 0,5 V, é preciso associar as células em configurações série-paralelo, com a finalidade de conseguir atingir as potências necessárias para as diferentes

aplicações. Esse conjunto de células é chamado de módulo fotovoltaico, diferentes arranjos de módulos em série-paralelo podem fornecer de centenas a milhões de Wp.

A Figura 7 apresenta alguns tipos de tecnologia de módulos fotovoltaicos.

Figura 7- Módulos fotovoltaicos de (a) silício policristalino, (b) silício monocristalino, (c) silício amorfo, (d) filme fino com encapsulamento flexível, (e) CIS e (f) silício monocristalino com encapsulamento de vidro-vidro



Fonte: Almeida (2012)

Segundo Pinho e Galdino (2014), um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), essa potência de pico é identificada a partir de um ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*) feito nas condições padrões, considerando a irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

A partir deste ensaio é gerado a curva de corrente por tensão ($I \times V$) da Figura 6 para cada caso ensaiado, e a partir dela, algumas características elétricas são determinadas para um módulo fotovoltaico nas condições STC:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}) – tensão gerada entre os terminais do módulo fotovoltaico sem carga, é a máxima tensão gerada pelo módulo;
- Corrente de curto circuito (I_{sc}) – corrente máxima que se pode obter na saída de um módulo fotovoltaico em curto circuito;
- Potência nominal (P_{nom}) – valor de potência que o módulo fornece, esse valor corresponde ao ponto de máxima potência (P_{mp}) na curva característica $I \times V$;

- Fator de forma (FF) – é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. O FF é definido pela Equação (1).

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (1)$$

Onde:

- FF = Fator de forma;
- V_{MP}, I_{MP} = Tensão [V] e corrente[A] de máxima potência;
- V_{OC} = Tensão de circuito aberto[V];
- I_{SC} = Corrente de curto circuito[A].

Quanto menores forem as perdas resistivas devido as conexões em série e paralelo, mais próximo da forma retangular será a curva I-V.

- Eficiência (η) – é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Este parâmetro representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente e pode ser definida pela Equação (2).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A_x G} \times 100 \quad (2)$$

Onde:

- η = Eficiência do módulo medido em [%];
- P_{MP} = Potência de máximo pico [Wp];
- G = Irradiância nas condições STC [W/m^2];
- A = Área do módulo [m^2].

2.5 Inversor Fotovoltaico

Segundo Pinho e Galdino (2014) um inversor fotovoltaico converte a potência do gerador fotovoltaico, que chega em Corrente Contínua (CC), em uma Corrente de saída Alternada (CA), e essa corrente alternada em condições normais é injetada na rede elétrica.

Os inversores utilizados atualmente em SFCR incorporam funções de controle que influenciam no funcionamento do sistema, tais como: seguidor do ponto de máxima potência, conexão ou desconexão da rede em função das condições da mesma e da irradiância incidente sobre arranjo, medida da energia, entre outras (Almeida, 2012).

Segundo Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013) o desenvolvimento da tecnologia dos inversores de potência permitiu um considerável ganho na eficiência da conversão CC/CA, contribuindo para a confiabilidade juntamente com uma redução de custo desses inversores.

Os inversores fotovoltaicos de conexão à rede podem ser diferenciados pela sua topologia, eles podem ser do tipo inversor *string* e microinversor.

2.5.1 Inversor *String*

Os inversores do tipo *string* podem ser encontrados de 3 formas são elas: inversor central, inversor *string* e inversor *multistring*.

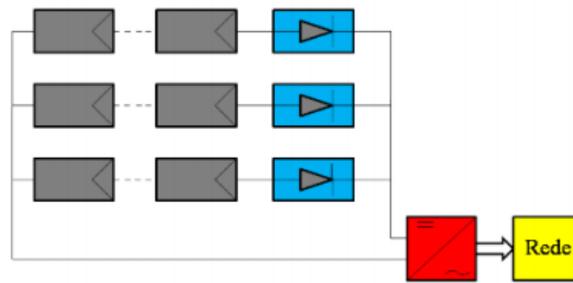
2.5.1.1 Inversor Central

De acordo com Rampinelli (2010) os inversores centrais são comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos com potência entre 20 e 400kW, eles são conectados a um conjunto de módulos fotovoltaicos associados em paralelo, de forma que a conversão da energia gerada pelos módulos é centralizada em um único inversor.

O inversor central tem sua principal vantagem na redução dos custos, pois se utiliza apenas um inversor para uma grande quantidade de módulos, e a sua desvantagem está na confiabilidade do sistema. Em situações de falha no inversor, toda a geração será comprometida, o que é agravado pela falta de um rastreador de ponto de potência máxima (*maximum power point tracking* - MPPT), evidenciando a falta de recursos de melhoria de aproveitamento de módulos.

A Figura 8 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor central, onde é representado o conjunto de módulos, os diodos de bloqueio de cada série, o inversor e a rede elétrica.

Figura 8- Configuração de um SFCR com inversor central



Fonte: Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013)

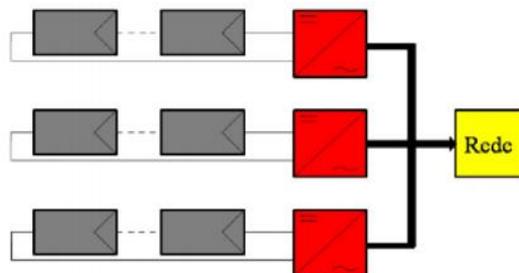
2.5.1.2 Inversor String

Segundo Schenkel (2015) a topologia que usa inversores do tipo *strings*, é caracterizada por cada série de módulos estar conectada à um inversor.

Essa configuração reduz acoplamentos defeituosos, diminui as perdas ocasionadas por sombreamentos e evita as perdas nos diodos de bloqueio. Essas vantagens implicam aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

A Figura 9 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversores *string*, onde estão representados módulos fotovoltaicos, os inversores e a rede elétrica.

Figura 9- Configuração de um SFCR com 3 inversores *string*



Fonte: Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013)

2.5.1.3 Inversor Multi-string

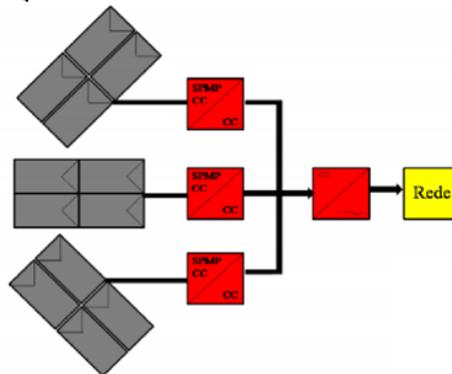
Os inversores *multi-string* são indicados para sistemas que têm vários módulos ou arranjos com diferentes orientações e, conseqüentemente, submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Segundo Schenkel (2015) essa topologia caracteriza-se pela utilização de um conversor CC/CC para cada série, onde esses conversores são responsáveis pelo rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) da série, e são ligados a um único conversor CC/CA.

Esse tipo de topologia reduziu consideravelmente o custo dos inversores *string* e além disso, houve uma melhora do desempenho operacional do sistema devido ao aumento da energia obtida do gerador fotovoltaico.

A Figura 10 apresenta a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor multi-string, onde estão representados módulos fotovoltaicos de diferentes ângulos, conversores CC/CC com SPMP que é outra forma de nomear o MPPT, o inversor e a rede elétrica.

Figura 10- Configuração de um SFCR com três inversores *string* com MPPT



Fonte: Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013)

2.5.2 Microinversor

Na topologia de microinversores, cada módulo possui sua própria unidade eletrônica responsável pelo MPPT do módulo, aumento de tensão, conversão de CC/CA e sincronização e conexão à rede da concessionária (ABE; DIAS, 2019).

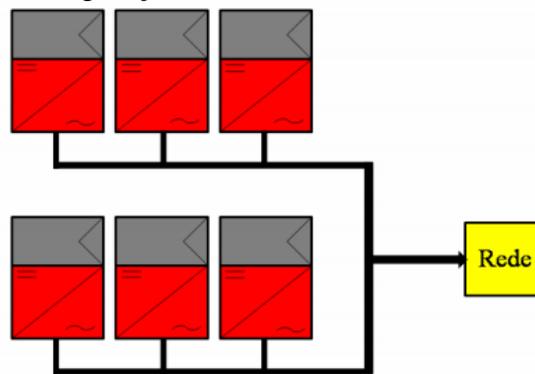
Conseqüentemente, temos uma utilização descentralizada da conversão CC/CA. Logo temos que, considerando sua instalação e expansão, algumas das vantagens desse tipo de topologia são que o sistema tem uma maior confiabilidade, flexibilidade e modularidade, já que segundo Harb et al. (2013), o inversor central é o componente de um sistema fotovoltaico tradicional com a maior probabilidade de falhar.

Além dessas vantagens, o estudo feito por Harb et al. (2013) apresenta, que, embora os microinversores apresentem um custo inicial mais alto, quando comparados à topologia

tradicional de inversor central, eles podem facilmente compensar isso com aumento da captação de energia, observando que cada módulo fotovoltaico irá operar no seu máximo. Outra vantagem citada no mesmo estudo diz respeito à segurança: como a topologia de microinversores não envolve conexão de módulos em série, as tensões de CC são baixas, o que diminui os riscos de choque elétrico e formação de arco elétrico.

A Figura 11 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor integrado ao módulo e a rede elétrica.

Figura 11- Configuração de um SFCR com seis microinversores



Fonte: Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013)

2.6 Índice de Mérito para Avaliação do Desempenho de SFCR

Por meio de cálculos e análise dos índices de mérito é possível descrever e comparar o desempenho de SFCR, considerando a geração de energia, eficiência, produtividade e perdas, que variam conforme localidade da instalação.

2.6.1 Fator de Capacidade

Segundo Zilles et al. (2012), o fator de capacidade (FC) é definido como a razão da potência gerada num intervalo de tempo ($t_2 - t_1$) pela energia gerada na condição de fornecimento da potência nominal de saída durante este mesmo intervalo. O fator de capacidade é um coeficiente que relaciona a energia efetivamente entregue ao sistema pela energia que pode ser gerada se a máxima conversão acontecesse durante todo o tempo considerado, descrito pela Equação (3).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_N \times (t_2 - t_1)} \% \quad (3)$$

Onde:

- FC = Fator de capacidade, em %;
- $P_{saída}$ = Potência elétrica entregue à rede, em kWh;
- P_N = Potência nominal do sistema, em kW;
- t = Intervalo de tempo da captação do dado.

2.6.2 Produtividade

O valor desse índice corresponde à energia gerada, em kWh, por cada kWp de potência instalada. Por essa razão, a referida grandeza é expressa em kWh/kWp, ou em horas. Nesse último caso, Y_F representaria o número de horas que o sistema deveria operar em sua potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia entregue no período (BENEDITO, 2009). A produtividade é obtida pela Equação (4).

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{instalada}} \quad (4)$$

Onde:

- Y_F = Produtividade do sistema;
- $P_{instalada}$ = Potência instalada do sistema, em kWp;

2.6.3 Desempenho Global de um SFCR

Este critério é muito útil, uma vez que leva em conta as perdas ocorridas no processo de conversão da energia solar em eletricidade. Representa a real capacidade do sistema em converter energia solar disponível em eletricidade CA, pois é a razão entre a energia entregue pelo sistema e a energia que esteve disponível no plano considerado, descrita pela Equação (5) (BENEDITO, 2009).

$$PR = \frac{Y_f}{\frac{H_t}{G_{ref}}} \% \quad (5)$$

Onde:

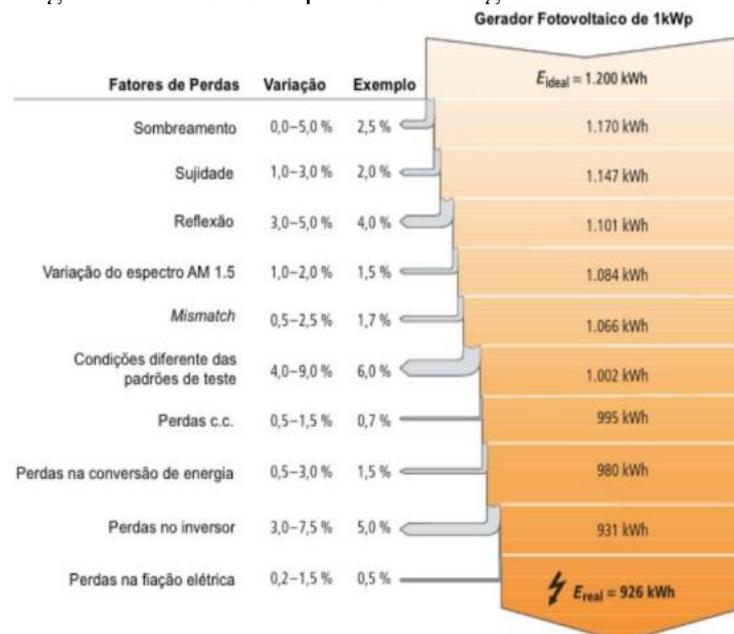
- PR = *Performance ratio* ou taxa de desempenho, em %;
- H_t = Irradiação total em todos os dias calculados no plano do arranjo fotovoltaico, em kWh/m²;
- G_{ref} é a irradiação nas condições padrão, 1000 W/m²;

2.7 Fatores que influenciam o desempenho do SFCR

Existem vários parâmetros que podem afetar o desempenho de um SFCR, como por exemplo a radiação solar incidente nos módulos, que varia com a localização, com a inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos. Os sistemas também são afetados pelo efeito da temperatura nos módulos, pelo sombreamento parcial dos módulos, pela resistência dos condutores, o estado de limpeza dos módulos, as perdas por descasamento de módulos (*mismatch losses*) e a escolha construtiva das células.

A Figura 12 apresenta as perdas associadas a um gerador fotovoltaico 1 kWp em condições laboratoriais.

Figura 12- Fatores de perdas de um gerador fotovoltaico



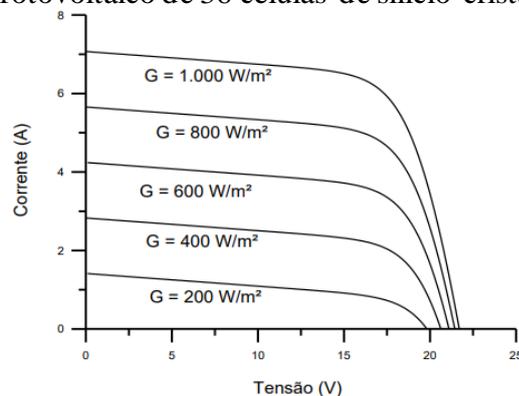
Fonte: Araujo, Rank e Bueno (2016)

2.7.1 Influência da irradiação solar

A corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta à medida que a irradiância solar evolui. A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com relação a irradiância (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 13 apresenta as curvas I-V para irradiâncias de 200 W/m² até 1000 W/m² em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.

Figura 13- Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25°C



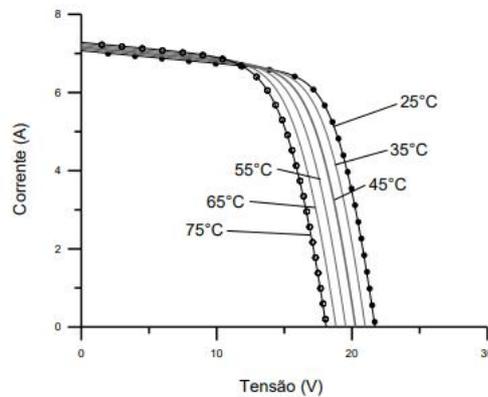
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.7.2 Efeito da temperatura

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos (PINHO, GALDINO, 2014).

A Figura 14 mostra curvas I-V para diferentes temperaturas de célula, deixando evidente que ocorre uma queda de tensão importante com o aumento da temperatura de célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela tensão.

Figura 14- Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1000 W/m².



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.7.3 Efeito do Sombreamento Parcial e Acúmulo de Sujeira

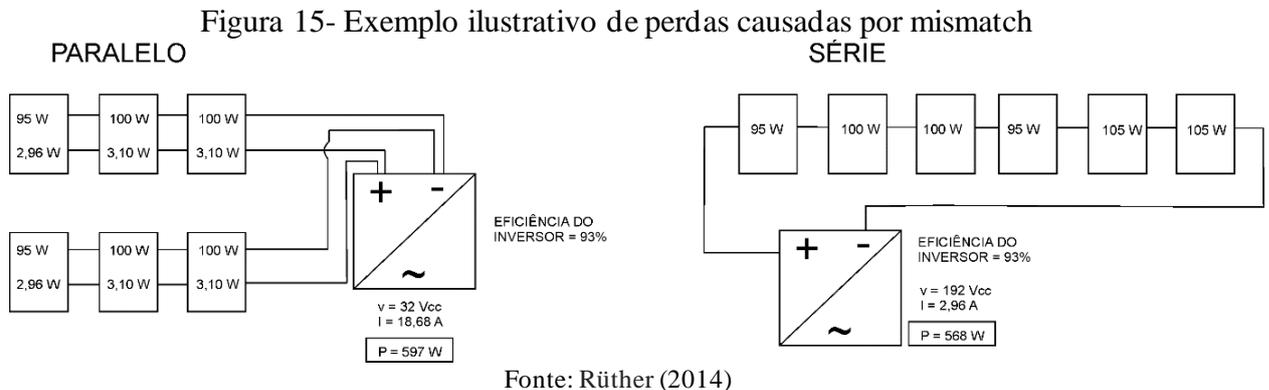
O sombreamento é um fenômeno indesejado de causa externa ao sistema, que pode ser evitado quando causado por fontes previsíveis, como árvores, construções, platibandas altas de telhados, antenas, etc., salvo modificações posteriores a instalação do sistema. Alguns fatores imprevisíveis causam sombreamento, como dejetos de pássaros ou folhas caídas. As consequências do sombreamento são a redução da produção de energia e, em casos mais graves, o comprometimento da integridade dos módulos (ALMEIDA, 2012).

Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, há risco de danos ao módulo parcialmente sombreado, pois a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado em forma de energia térmica, este efeito pode ser observado em apenas uma célula ou mais. Este fenômeno é conhecido como “ponto quente”, que produz um ponto de elevada temperatura sobre a célula afetada no local sombreado, causando a ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais (PINHO; GALDINO, 2014).

2.7.4 Efeito do Descasamento de Módulos – *Mismatch Losses*

De acordo com Rüther (2004), as perdas dos geradores fotovoltaicos por descasamento de módulos, também conhecida por *Mismatch Losses*, acontecem quando há uma incompatibilidade de potência gerada entre os módulos conectados em série, pois, um módulo fotovoltaico com baixo rendimento é capaz de reduzir o rendimento de todos os outros módulos do conjunto em série.

A Figura 15 apresenta uma comparação entre um sistema com inversores de mesma eficiência e mesmo número de módulos, diferindo apenas no arranjo. No arranjo com módulos em paralelo, as perdas devido ao descasamento dos módulos são menores, enquanto no conjunto em série, as perdas são levemente maiores.



Podemos observar que no conjunto em série, a potência gerada foi de 568W, já no conjunto paralelo foi de 597W, o que representa uma diferença de 4,8 % na potência de saída.

2.8 Dados de Irradiação

Os valores de irradiação são obtidos através de piranômetros instalados em estações meteorológicas automáticas, este equipamento é capaz de medir a radiação solar incidente, convertendo a energia térmica em energia elétrica

Esta leitura é realizada de hora em hora e armazenada com outros dados naturais em um servidor de dados online. Um destes servidores é o Instituto Nacional de Meteorologia-INMET, que é responsável por armazenar dados e fazer análises de previsão de tempo e clima no território nacional por meio de estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil.

O INMET possui um acervo desde 1961 e além do monitoramento da irradiação solar, também realiza o levantamento de temperatura, umidade relativa do ar, direção e velocidade do vento, pressão atmosférica entre outros.

A estação meteorológica A-009 localizada em Palmas/TO, foi utilizada para captação de dados dessa monografia.

2.9 Radiasol

O *software* Radiasol foi desenvolvido por pesquisadores no laboratório de energia solar na escola de engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Suas funções permitem o cálculo de diversas operações aritméticas diretamente envolvidas na obtenção da radiação solar em superfícies inclinadas, tais como modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar (LABSOL, 2019).

3 METODOLOGIA E RESULTADOS

Este capítulo refere-se à composição dos sistemas de geração solar fotovoltaicos analisados, assim como a apuração dos índices de mérito para cada sistema com base nos dados de irradiação solar do INMET, geração de energia elétrica de cada sistema e características de sua instalação.

3.1 Considerações iniciais

A presente monografia realiza uma análise comparativa dos índices de mérito de seis sistemas de geração solar fotovoltaica instalados na cidade de Palmas/TO e em funcionamento há pelo menos oito meses, os sistemas foram escolhidos observando sua localização, potência nominal e seu fator de sobredimensionamento (*oversize*).

Todos estão localizados na cidade de Palmas, possuem uma potência nominal inferior a 10 kW e um fator de sobredimensionamento *entre 7% e 9%*. Os dados utilizados compreendem o período de seis meses de setembro de 2020 a março de 2021.

Estas plantas possuem orientação distintas, tanto no ângulo de inclinação dos módulos como no desvio azimutal, como será apresentado a seguir e diferentes potências de pico. Três plantas analisadas são de arquitetura com Inversor do tipo *String* e três plantas com arquitetura de Microinversores instalados junto aos módulos no telhado da instalação.

Neste capítulo serão apresentados os índices de mérito para cada planta analisada, utilizando dos dados fornecidos pela estação automática meteorológica A009 localizado em Palmas/TO e administrado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Também serão utilizados os dados de geração de energia de cada planta no período analisado, obtidos nos sites de monitoramento de cada fabricante.

3.2 Sistemas Analisados

As plantas estão situadas na cidade de Palmas/TO e foram denominadas conforme abaixo:

- **Planta 1** – Inversor String;
- **Planta 2** – Inversor String;
- **Planta 3** – Inversor String;
- **Planta 4** – Microinversor;

- **Planta 5** – Microinversor;
- **Planta 6** – Microinversor;

Na Tabela 3, são apresentados os dados dos sistemas de geração solar fotovoltaica, como sua arquitetura, início de operação, orientação e posição dos módulos, fator de sobredimensionamento, geração de energia mensal esperada, considerando uma irradiação média dos últimos 30 anos de 5,22 kWh/m², latitude e longitude das plantas.

Tabela 3- Dados técnicos das plantas analisadas

Características Técnicas	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6
Arquitetura	Inversor String	Inversor String	Inversor String	Microinversor	Microinversor	Microinversor
Início de Operação	22/07/2020	23/07/2020	02/06/2020	18/08/2020	05/08/2020	05/08/2020
Ângulo de Inclinação	15°	25° e 10°	16°	10°, 15° e 15°	16°	25°, 25° e 25°
Desvio Azimutal	90° L	90° O e 180° L	0° N e 180° L	0° N, 90°L e 180°L	0° N	30° O, 130° O e 130° L
Potência Instalada[kWp]	5,36	5,36	6,4	8,1	8,1	5,25
Potência Nominal[kW]	5	5	6	7,5	7,5	4,8
Fator de sobredimensionamento	7%	7%	7%	8%	8%	9%
Latitude:	-10.206224	-10.262166	-10.1594284	-10.221227	-10.231604	-10.201690
Longitude:	-48.349098	-48.318989	-48.3112602	-48.328113	-48.328764	-48.353236

Fonte: Autor (2021)

Estes sistemas estão localizados na região da cidade de Palmas/TO, conseqüentemente os dados de irradiação solar da estação solarimétrica de Palmas/TO A009 serão utilizados para todas as plantas de geração.

3.2.1 Dados da Planta 1

A planta 1 está localizada na Quadra 405 Sul, ela possui um inversor e dois arranjos (*strings*). Os dois arranjos possuem oito módulos cada, com mesma orientação e desvio azimutal de 90° a leste. Esta planta não possui estrutura fixa como árvores e construções capazes de causar sombreamento, o que evita perdas, e possui boa ventilação natural.

A Figura 16 apresenta uma vista aérea da planta 1 onde é possível observar a localização e orientação dos módulos.

Figura 16 – Vista aérea da planta 1



Fonte: Autor (2021)

As características da planta 1 quanto a equipamentos, modelo e fabricante são descritas na lista abaixo:

- 16 módulos de 335W - Modelo 335PHK-36 – Fabricante BYD;
- 1 Inversor de 5000W – Modelo MIN 5000TL-X – Fabricante GROWATT.

3.2.2 Dados da Planta 2

A planta 2 está localizada no Quadra 1306 Sul, possui um inversor e dois arranjos (*strings*). Um arranjo é composto por doze módulos com 90° de desvio azimutal a oeste e outro por quatro módulos com 180° de desvio azimutal a leste. Esta planta também não possui estrutura fixa como árvores e construções capazes de causar sombreamento, o que evita perdas, e possui boa ventilação natural.

Na figura 17, é possível observar a localização e orientação dos módulos da planta 2.

Figura 17 - Vista aérea da planta 2



Fonte: Autor (2021)

As características da planta 2 quanto a equipamentos, modelo e fabricante são descritas na lista abaixo:

- 16 módulos de 335W - Modelo 335PHK-36 – Fabricante BYD;
- 1 Inversor de 5000W – Modelo MIN 5000TL-X – Fabricante GROWATT.

3.2.3 Dados da Planta 3

A planta 3 está localizada na quadra 606 norte, possui um inversor e dois arranjos (strings). Um arranjo é formada por dez módulos com 0° de desvio azimutal a norte e o outro arranjo possui seis módulos com desvio azimutal de 180° a leste. Esta planta também está livre de estruturas fixas que causem sombreamento e possui boa ventilação natural, como pode ser visto na Figura 18.

As características da planta 3 quanto a equipamentos, modelo e fabricante são descritas na lista abaixo:

- 16 módulos de 335W - Modelo 335PHK-36 – Fabricante BYD;
- Inversor de 6000W – Modelo MIN 6000TL-X – Fabricante GROWATT.

Figura 18 - Vista aérea da planta 3



Fonte: Autor (2021)

3.2.4 Dados da Planta 4

A planta 4 está localizada na quadra 604 sul, e é constituída por cinco microinversores, cada um com quatro módulos. Destes módulos, oito possuem desvio azimutal de 0° a norte, oito de 90° a Leste e quatro de 180° a Leste, devido à configuração do telhado disponível. O próprio telhado neste caso causa perdas por sombreamento ao longo do dia, a planta possui uma boa ventilação natural.

Na Figura 19, é possível observar a localização e orientação dos módulos da planta 4.

Figura 19 - Vista aérea da planta 4



Fonte: Autor (2021)

As características da planta 4 quanto a equipamentos, modelo e fabricante são descritas na lista abaixo:

- 20 módulos de 405W - Modelo TSM-405DE – Fabricante TRINA SOLAR;
- 5 microinversores de 1500W – Modelo MI-1500 – Fabricante HOYMILES.

3.2.5 Dados da Planta 5

A planta 5 esta localizada na Quadra 804 Sul, também possui cinco microinversores, cada um com quatro módulos, assim como a planta 4, mas todos estão na mesma orientação com 0° de desvio azimutal a Norte.

Na Figura 20 é possível observar que a planta está sujeita a perdas por sombreamento devido a própria estrutura do telhado, o que prejudica também a sua ventilação natural.

Figura 20 - Vista aérea da planta 5



Fonte: Autor (2021)

As características da planta 5 quanto a equipamentos, modelo e fabricante são descritas na lista abaixo:

- 20 módulos de 405Wp - Modelo TSM-405 DE15M– Fabricante TRINA SOLAR;
- 5 microinversores de 1500W – Modelo MI-1500 – Fabricante HOYMILES.

3.2.6 Dados da Planta 6

A planta 6 está localizada na Quadra 307 Sul, possui quatro microinversores e quatorze módulos. Três destes microinversores possuem quatro módulos cada, onde oito possuem desvio azimutal de 30° a Oeste e quatro possuem desvio de 130° a Oeste, e um microinversor possui os dois módulos restantes com desvio azimutal de 130° a Leste.

Esta planta está livre de estruturas fixas que causem sombreamento e possui boa ventilação natural, como pode ser visto na Figura 21.

Figura 21- Vista aérea da planta 6



Fonte: Autor (2021)

As características da planta 6 quanto a equipamentos, modelo e fabricante são descritas na lista abaixo:

- 14 módulos de 375Wp - Modelo M6/72H – Fabricante GCL;
- 4 microinversores de 1200W – Modelo MI-1200 – Fabricante HOYMILES.

3.3 Determinação dos índices de mérito

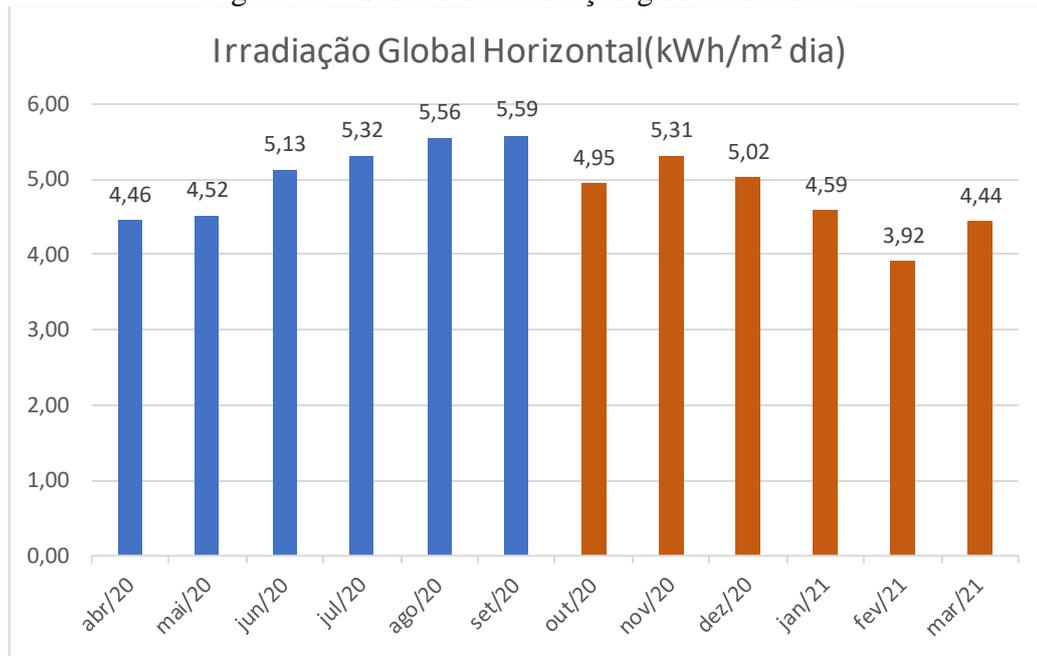
A partir dos dados colhidos do banco de dados do INMET referente a estação automática A009 de Palmas/TO, foram selecionados os dados de radiação em J/m^2 no período analisado de abril de 2020 à março de 2021 (INMET, 2020).

Diante dos valores apurados, realizando a conversão da Equação (6), obtemos os valores dispostos na Figura 22, onde é possível observar valores mensais médios de irradiação no

plano horizontal em kWh/m².dia, em que as barras em laranja no gráfico indicam os meses utilizados nos índices de mérito, que representam os meses de outubro de 2020 à março de 2021.

$$J/sm^2 = W/m^2 \quad (6)$$

Figura 22 - Gráfico de irradiação global horizontal



Fonte: Autor (2021)

Esses dados são referentes a irradiação global horizontal, logo, é necessário levantar a irradiação global do plano inclinado dos módulos das plantas analisadas, considerando o ângulo de inclinação e o desvio azimutal de cada módulo. Para obter esses valores foi necessário realizar uma correção com o *software* RADIASOL, que recebeu os valores de irradiação na horizontal, conforme dados da Figura 22.

Para cada sistema os valores necessários de entrada são:

- Orientação geográfica;
- Valor em graus da inclinação;
- Valor do ângulo azimutal.

Através dos valores de entrada, o Radiasol realiza operações matemáticas com a finalidade de obter uma a irradiação solar no plano inclinado do módulo em análise, onde é necessário corrigir o ângulo de inclinação junto do desvio azimutal para cada situação diferente. Isto é apresentado em seguida para cada planta em formato de tópicos.

- Planta 1:

Para o sistema de geração solar fotovoltaico 1, foi inserida sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano horizontal, conforme a Figura 23 abaixo.

Figura 23 - Configurações da planta1 no Radiasol

Planta 1

Ângulo de Inclinação 15

Desvio Azimutal do Norte 90

Selecione um país e uma estação

País: **Brazil**

Estação: **PLANTA 1**

Latitude: 10,20622 N/S: S Longitude: 48,3490 E/W: W

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
4,59	3,92	4,44	4,46	4,52	5,13	5,32	5,55	5,58	4,95	5,31	5,02

Fonte: Radiasol(2021)

No primeiro sistema só existe um ângulo de inclinação e desvio azimutal nos módulos, portanto, todos recebem a mesma irradiação no plano inclinado. Na Tabela 4, é apresentada a irradiação solar do sistema 1 após a correção da orientação física e geográfica do módulo.

Tabela 4 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 1

Mês/Ano	Irradiação Global Horizontal(kWh/m ² dia)	Irradiação Global Inclinada 15 ° (kWh/m ² dia)
Janeiro 2021	4,59	4,61
Fevereiro 2021	3,92	3,91
Março 2021	4,44	4,46
Abril 2020	4,46	4,53
Mai 2020	4,52	4,64
Junho 2020	5,13	5,23
Julho 2020	5,32	5,41
Agosto 2020	5,56	5,64
Setembro 2020	5,59	5,66
Outubro 2020	4,95	4,99
Novembro 2020	5,31	5,36
Dezembro 2020	5,02	5,06

Fonte: Autor (2021)

- Planta 2:

Para o sistema de geração solar fotovoltaico 2, foi inserida sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano horizontal, conforme a Figura 24 abaixo.

Figura 24- Configurações da planta 2 no Radiasol



Fonte: Radiasol(2021)

No segundo sistema existe mais de um ângulo de inclinação e desvio azimutal nos módulos, por isso eles recebem irradiações diferentes no plano inclinado. Na Tabela 5, é apresentada a irradiação solar do sistema 2 após a correção da orientação física e geográfica dos módulos e a média considerando cada módulo.

Tabela 5 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 2

Mês/Ano	Irradiação Global Horizontal(kWh/m ² dia)	Irradiação Global Inclinada 25 ° (kWh/m ² dia) (12 módulos)	Irradiação Global Inclinada 10 ° (kWh/m ² dia) (4 módulos)	Irradiação Global Inclinada Média(kWh/m ² dia)
jan/21	4,59	4,59	2,33	4,03
fev/21	3,92	3,92	2,04	3,45
mar/21	4,44	4,44	1,98	3,82
abr/20	4,46	4,46	1,79	3,79
mai/20	4,52	4,52	1,54	3,77
jun/20	5,13	5,13	1,22	4,15
jul/20	5,32	5,32	1,21	4,29
ago/20	5,56	5,56	1,38	4,51
set/20	5,59	5,59	1,65	4,61
out/20	4,95	4,95	2,00	4,21
nov/20	5,31	5,31	2,37	4,58
dez/20	5,02	5,02	2,49	4,39

Fonte: Autor (2021)

- Planta 3:

Para o sistema de geração solar fotovoltaico 3, foi inserida sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano horizontal, conforme a Figura 25 abaixo.

Figura 25 - Configurações da planta 3 no Radasol

Planta 3

Ângulo de Inclinação: 16

Desvio Azimutal do Norte: 0

Ângulo de Inclinação: 16

Desvio Azimutal do Norte: 180

Selecione um país e uma estação

País: Brazil

Estação: PLANTA 3

Latitude: 10,159 N/S: S Longitude: 48,311 E/W: W

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Radiação em kWh/m ²	4,59	3,92	4,44	4,46	4,52	5,13	5,32	5,55	5,58	4,95	5,31	5,02

Fonte: Radasol(2021)

No terceiro sistema existe mais de um ângulo de inclinação e desvio azimutal nos módulos, então eles recebem irradiações diferentes no plano inclinado. Na Tabela 6, é apresentada a irradiação solar do sistema 3 após a correção da orientação física e geográfica dos módulos e a média considerando cada módulo.

Tabela 6 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 3

Mês/Ano	Irradiação Global Horizontal(kWh/m ² dia)	Irradiação Global Inclinada 0 ° (kWh/m ² dia) (10 módulos)	Irradiação Global Inclinada 180 ° (kWh/m ² dia) (6 módulos)	Irradiação Global Inclinada Média(kWh/m ² dia)
jan/21	4,59	4,50	4,68	4,57
fev/21	3,92	3,88	3,91	3,89
mar/21	4,44	4,48	4,40	4,45
abr/20	4,46	4,68	4,33	4,54
mai/20	4,52	5,02	4,21	4,71
jun/20	5,13	6,00	4,37	5,39
jul/20	5,32	6,17	4,56	5,56
ago/20	5,56	6,13	5,04	5,72
set/20	5,59	5,82	5,39	5,66
out/20	4,95	4,95	4,96	4,96
nov/20	5,31	5,20	5,45	5,29
dez/20	5,02	4,89	5,19	5,00

Fonte: Autor (2021)

- Planta 4:

Para o sistema de geração solar fotovoltaico 4, foi inserida sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano horizontal, conforme na Figura 26 abaixo.

Figura 26 - Configurações da planta 4 no Radiasol

The screenshot shows the Radiasol software interface for configuring 'Planta 4'. The main window is titled 'Planta 4' and features a map of Brazil with a solar panel icon. Below the map, there are several configuration controls:

- Seleção de país e estação:** 'País' is set to 'Brasil' and 'Estação' is set to 'PLANTA 4'.
- Coordenadas:** Latitude is 10,221, N/S is 'S', Longitude is 48,328, and E/W is 'W'.
- Ângulo de Inclinação e Desvio Azimutal do Norte:** There are four sets of controls for different modules. The first set has an angle of 10 and an azimuth of 0. The second set has an angle of 15 and an azimuth of 90. The third set has an angle of 15 and an azimuth of 180. The fourth set has an angle of 15 and an azimuth of 180.
- Tabela de Irradiação:** A table showing monthly radiation values in kWh/m² for each month from January to December.

Mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Radiação em kWh/m²	4,59	3,92	4,44	4,46	4,52	5,13	5,32	5,55	5,58	4,95	5,31	5,02

Fonte: Radiasol(2021)

No quarto sistema também existe mais de um ângulo de inclinação e desvio azimutal nos módulos, como na planta 3. Na tabela 7, é apresentada a irradiação solar do sistema 4 após a correção da orientação física e geográfica dos módulos e a média considerando cada módulo.

Tabela 7 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 4

Mês/Ano	Irradiação Global Horizontal(kWh/m² dia)	Irradiação Global Inclinada 0°(kWh/m² dia) (8 módulos)	Irradiação Global Inclinada 90°(kWh/m² dia) (8 módulos)	Irradiação Global Inclinada 180°(kWh/m² dia) (4 módulos)	Irradiação Global Inclinada Média(kWh/m² dia)
jan/21	4,59	4,50	4,61	4,68	4,60
fev/21	3,92	3,88	3,91	3,92	3,90
mar/21	4,44	4,48	4,46	4,41	4,45
abr/20	4,46	4,68	4,53	4,35	4,52
mai/20	4,52	5,02	4,64	4,24	4,63
jun/20	5,13	6,00	5,23	4,44	5,22
jul/20	5,32	6,17	5,41	4,62	5,40
ago/20	5,56	6,13	5,64	5,09	5,62
set/20	5,59	5,82	5,66	5,42	5,63
out/20	4,95	4,95	4,99	4,97	4,97
nov/20	5,31	5,20	5,36	5,46	5,34
dez/20	5,02	4,89	5,06	5,19	5,05

Fonte: Autor (2021)

- Planta 5:

Para o sistema de geração solar fotovoltaico 5, foi inserida sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano horizontal, conforme na Figura 27 abaixo.

Figura 27 - Configurações da planta 5 no Radiasol



Fonte: Radiasol (2021)

No quinto sistema existe mais de um ângulo de inclinação e desvio azimutal nos módulos, resultando em irradiações diferentes. Na Tabela 8, é visto a irradiação solar do sistema 5 após a correção da orientação física e geográfica dos módulos e a média considerando cada módulo.

Tabela 8 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 5

Mês/Ano	Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² dia)	Irradiação Global Inclinada 0 ° (kWh/m ² dia) (22 módulos)
jan/21	4,59	4,50
fev/21	3,92	3,88
mar/21	4,44	4,48
abr/20	4,46	4,68
mai/20	4,52	5,02
jun/20	5,13	6,00
jul/20	5,32	6,17
ago/20	5,56	6,13
set/20	5,59	5,82
out/20	4,95	4,95
nov/20	5,31	5,20
dez/20	5,02	4,89

Fonte: Autor (2021)

- Planta 6:

Para o sistema de geração solar fotovoltaico 6, foi inserida sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano horizontal, conforme na Figura 28 abaixo.

Figura 28 - Configurações da planta 6 no Radiasol

Planta 6

Selecione um país e uma estação

País: **Brazil**

Estação: **PLANTA 6**

Latitude 10,22 N/S: S Longitude 48,33 E/W: W

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
4,59	3,92	4,44	4,46	4,52	5,13	5,32	5,55	5,58	4,95	5,31	5,02

Radiação em kWh/m²

Fonte: Radiasol(2021)

No sexto sistema existe mais de um ângulo de inclinação e desvio azimutal nos módulos, como na planta 5. Na Tabela 9, é apresentado a irradiação solar do sistema 6 após a correção da orientação física e geográfica dos módulos e a média considerando cada módulo.

Tabela 9 - Valores de irradiação global horizontal e inclinada da planta 6

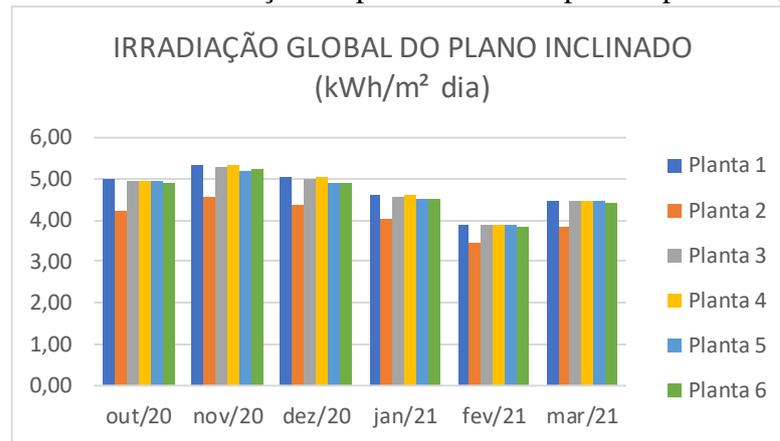
Mês/Ano	Irradiação Global Horizontal(kWh /m ² dia)	Irradiação Global Inclinada 30°(kWh/m ² dia) (10 módulos)	Irradiação Global Inclinada 130°(kWh/m ² dia) (2 módulos)	Irradiação Global Inclinada -130°(kWh/m ² dia) (2 módulos)	Irradiação Global Inclinada Média(kWh/m ² dia)
jan/21	4,59	4,50	4,54	4,54	4,51
fev/21	3,92	3,88	3,81	3,81	3,86
mar/21	4,44	4,48	4,27	4,27	4,42
abr/20	4,46	4,68	4,20	4,20	4,54
mai/20	4,52	5,02	4,08	4,08	4,75
jun/20	5,13	6,00	4,24	4,24	5,50
jul/20	5,32	6,17	4,42	4,42	5,67
ago/20	5,56	6,13	4,89	4,89	5,78
set/20	5,59	5,82	5,21	5,21	5,65
out/20	4,95	4,95	4,81	4,81	4,91
nov/20	5,31	5,20	5,28	5,28	5,22
dez/20	5,02	4,89	5,03	5,03	4,93

Fonte: Autor (2021)

Após a correção de irradiação global para irradiação no plano inclinado de cada módulo com o RADIASOL, tem-se a irradiação mês a mês de todas as plantas no período analisado, a soma da irradiação de cada dia no período analisado, resultará no H_t .

Na Figura 29, os valores de irradiação do plano inclinado, mês a mês, para cada planta no período analisado são apresentados.

Figura 29 - Gráfico de irradiação no plano inclinado para as plantas 1,2,3,4,5 e 6



Fonte: Autor (2021)

A partir do monitoramento dos sistemas selecionados, foi possível obter as informações de geração, mês a mês no período analisado das plantas. Essas informações são necessárias para a determinação dos índices de mérito. Na Tabela 10, são apresentados os valores de geração de energia elétrica.

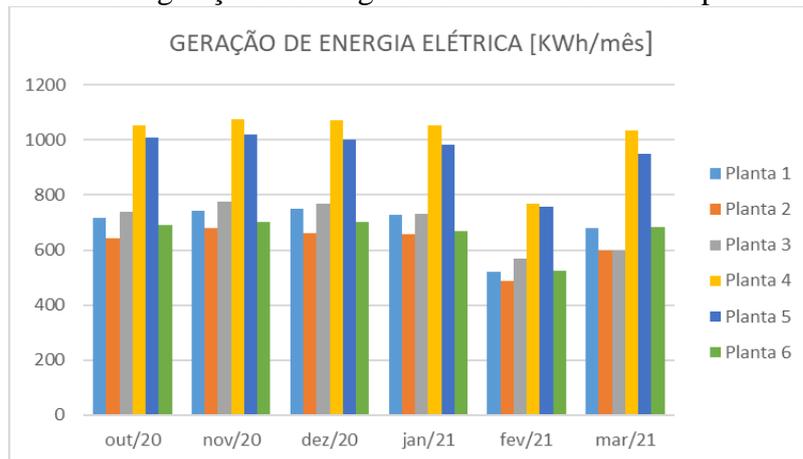
Tabela 10 - Dados de geração em KWh/mês de energia mês a mês das plantas 1,2,3,4,5 e 6

Mês/Ano	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6
out/20	717,9	642	739,3	1054,73	1010,53	691,04
nov/20	741,5	679,7	777,3	1073,8	1021,8	702,31
dez/20	750,8	662,5	768	1071,55	1002,19	701,75
jan/21	726,1	658,3	732,5	1053,14	982,6	668,76
fev/21	520,9	486,2	567,9	769,57	756,39	526,19
mar/21	680,1	599,1	599,1	1033,25	949,69	685,05

Fonte: Autor (2021)

A Figura 30 expõem em gráfico os valores de geração mês a mês, conforme dados da tabela 10.

Figura 30 - Gráfico de geração de energia elétrica mês a mês das plantas 1,2,3,4,5 e 6



Fonte: Autor (2021)

Em seguida a obtenção destes dados, é possível determinar os índices de mérito para cada planta, a fim de comparar a taxa de desempenho entre os seis sistemas, mesmo tendo potências, arquiteturas e orientação distintas.

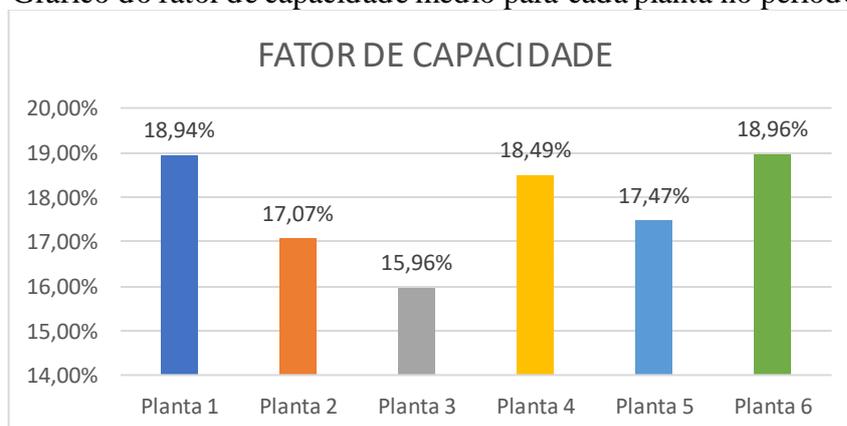
Primeiro calcula-se o fator de capacidade (FC) que corresponde a proporção entre a energia gerada no período analisado e a produção total máxima de um sistema, considerando que o mesmo estivesse funcionando em potência máxima as 24h do dia, no período analisado.

Através da Equação (3), mencionado na seção 2.6.1, é obtido o fator de capacidade da Equação (7).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saida} \times dt}{P_N \times (t_2 - t_1)} \% \quad (7)$$

Aplicando a geração de energia de cada planta no período analisado, pela sua potência nominal e respeitando o tempo de cada dia do período analisado, tem-se o fator de capacidade médio para cada planta, apresentado na Figura 31.

Figura 31 - Gráfico do fator de capacidade médio para cada planta no período pesquisado



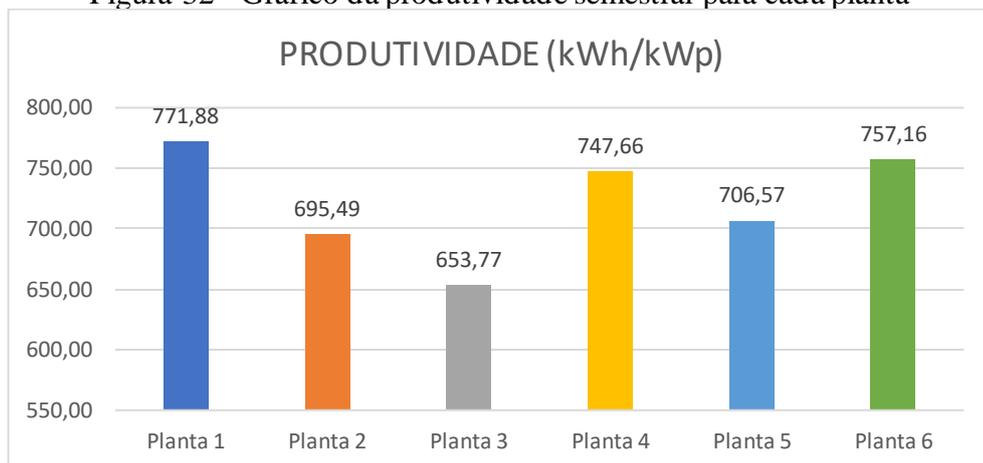
Fonte: Autor (2021)

O índice de produtividade, representa o desempenho do SFCR, ele relaciona a geração de energia (kWh) total do sistema no período analisado e a potência instalada de pico (kWp). Através da Equação (4), mencionado na seção 2.6.2, é obtido o índice de produtividade das plantas da Equação (8).

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{instalada}} \quad (8)$$

Utilizando a geração de energia de cada planta no período analisado, pela sua potência instalada, tem-se o índice de produtividade para cada planta, no período proposto. Na Figura 32, é apresentado o resultado da produtividade, conforme a aplicação da Equação (4).

Figura 32 - Gráfico da produtividade semestral para cada planta



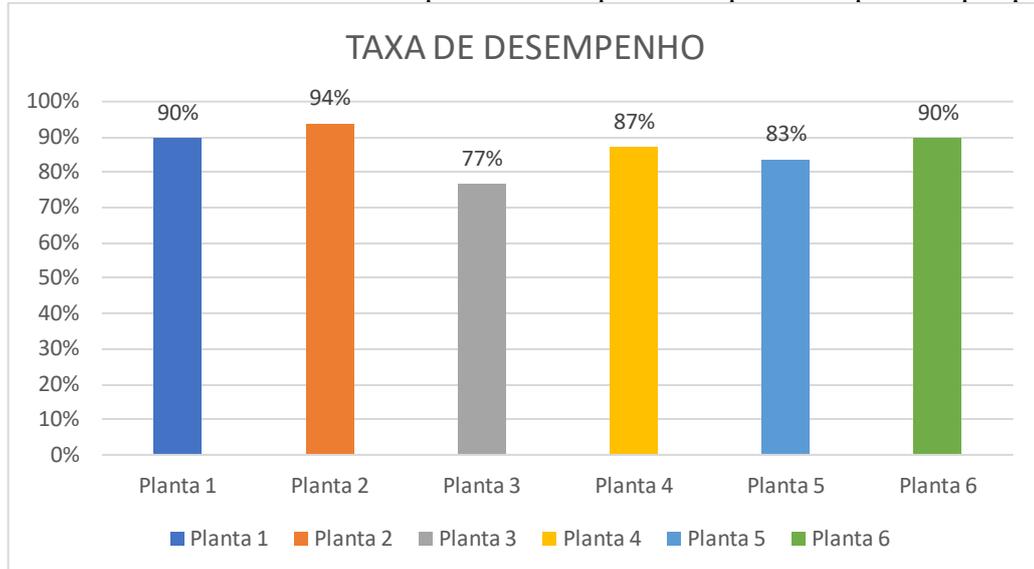
Fonte: Autor (2021)

A taxa de desempenho ou *Performace Ratio* (PR), é um critério que representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar disponível no plano dos módulos fotovoltaicos de um sistema. Através da Equação (5), mencionado na seção 2.6.3, é obtido a taxa de desempenho das plantas 1, 2, 3, 4, 5 e 6 pela Equação (9).

$$PR = \frac{Y_f}{\frac{H_t}{G_{ref}}} \% \quad (9)$$

Na Figura 33, são apresentados os valores da taxa de desempenho dos sistemas analisados, utilizando a produtividade do sistema dividido pela irradiação total de todos os dias analisados, e dividido os dois pela a irradiância nas condições padrão de laboratório 1000W/m².

Figura 33 - Gráfico da taxa de desempenho média para cada planta no período pesquisado



Fonte: Autor (2021)

Com o fator de desempenho é possível observar nas plantas as perdas que cada uma sofre quando é comparada à produção de energia elétrica com a disponibilidade de irradiação no período analisado.

O resultado inicial dos índices de méritos dos seis sistemas analisados, traz alguns pontos que devem ser pontuados. Primeiramente, efeitos intrínsecos a todas as plantas, independentemente de sua arquitetura utilizada podem trazer perdas significativas ao longo do tempo. Como apresentado anteriormente as plantas 2 e 3 tiveram taxas de desempenho inferiores as outras nos dois primeiros itens, enquanto no terceiro item as plantas que tiveram desempenho mais baixos foram as plantas 3 e 5.

3.4 Perdas por sombreamento

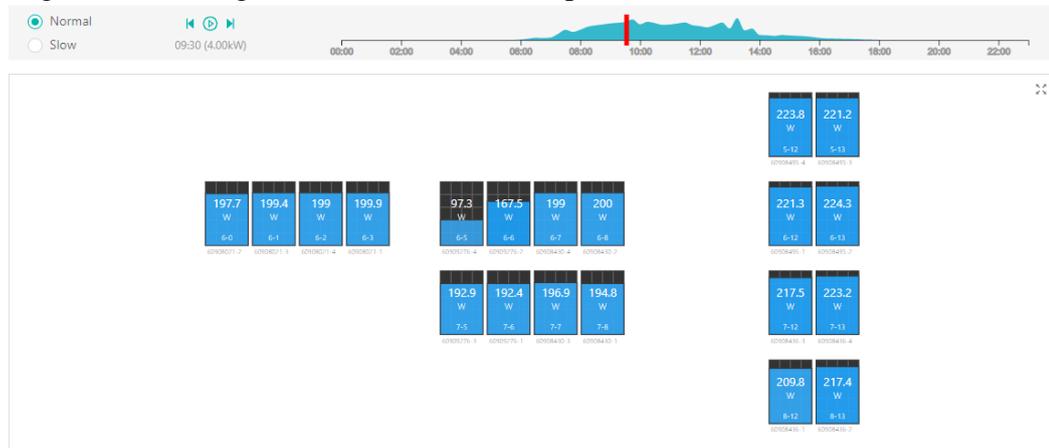
Os sistemas 4 e 5 sofrem com perdas de sombreamento, é possível observar pelo monitoramento que essas perdas ocorrem pela manhã, afetando alguma parte de seus módulos.

Observando alguns momentos retirados do monitoramento desses sistemas, é possível observar quais módulos estão sombreados e em qual período é esse sombreamento.

A Figura 34 apresenta um momento retirado do monitoramento do sistema 4, onde se observa o carregamento dos módulos no dia 10 de outubro as 09:30 da manhã. A Figura 34 apresenta um momento retirado do monitoramento do sistema 4, onde se observa o

carregamento dos módulos no dia 10 de outubro as 09:30 da manhã. Neste caso observando os módulos, conclui-se que dois deles estão parcialmente sombreados.

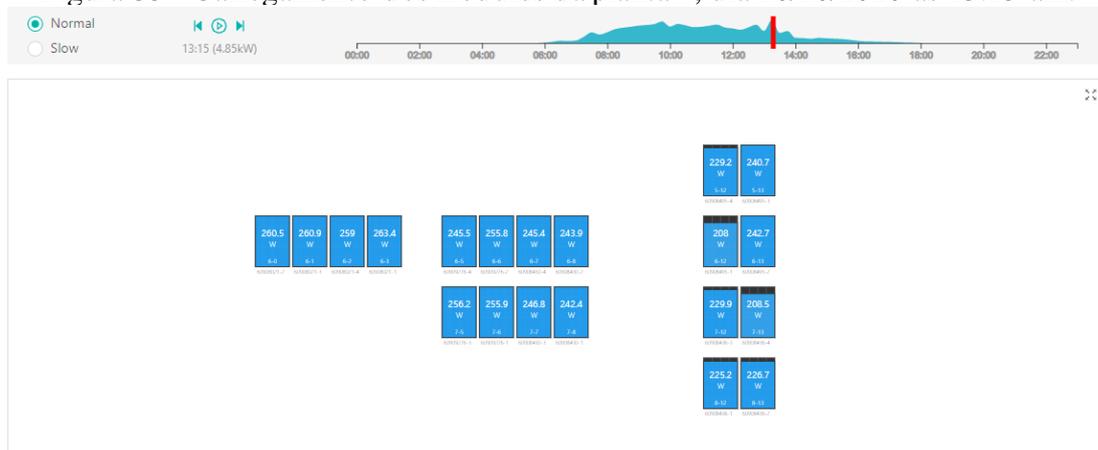
Figura 34 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/10/2020 as 09:30 am.



Fonte: Hoymiles (2021)

A Figura 35 apresenta o carregamento dos mesmos módulos no dia 10 de outubro as 13:15 da tarde, onde não há mais sombreamento.

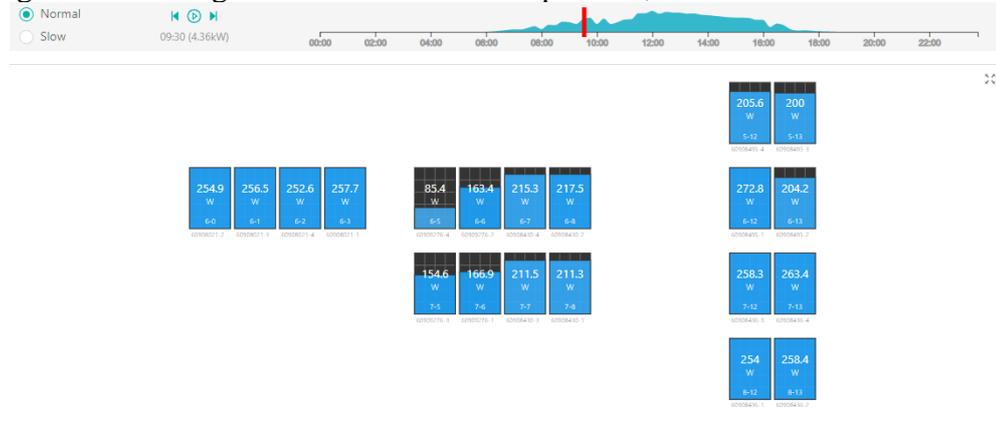
Figura 35 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/10/2020 as 13:15 am.



Fonte: Hoymiles (2021)

A Figura 36 apresenta o carregamento dos mesmos módulos no mesmo horário da Figura 34, em um mês diferente, no dia 10 de janeiro as 09:30 da manhã. Percebe-se que quatro módulos estão parcialmente sombreados neste caso.

Figura 36 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/01/2020 as 09:30 am.



Fonte: Hoymiles (2021)

Por fim, a Figura 37 apresenta o carregamento dos mesmos módulos no dia 10 de janeiro as 13:15 da tarde, onde percebe-se que não há mais sombreamento.

Figura 37 - Carregamento dos módulos da planta 4, dia 10/01/2020 as 13:15 pm



Fonte: Hoymiles (2021)

O sombreamento parcial da planta 4, ao longo dos meses analisados afeta entre dois a quatro módulos pela manhã, afetando parcialmente a geração, porém devido ao microinversor trabalhar os módulos individualmente, o sombreamento não afeta tanto os índices de mérito, fazendo com que a planta 4 ainda tenha um bom desempenho.

A Figura 38 apresenta um momento retirado do monitoramento do sistema 5, onde se observa o carregamento dos módulos no dia 16 de outubro as 15:15 da tarde. Percebe-se que existem três módulos parcialmente sombreados.

Figura 38 - Carregamento dos módulos da planta 5, dia 16/10/2020 as 15:15 pm.



Fonte: Hoymiles (2021)

O sombreamento parcial da planta 5, ao longo dos meses analisados afeta 3 módulos a partir de 15h da tarde, prejudicando parcialmente a geração, porém devido ao microinversor trabalhar os módulos individualmente, o sombreamento não afeta tanto os índices de mérito, fazendo com que a planta 5 ainda tenha um bom desempenho.

3.5 Perdas por acúmulo de sujeira

Com o tempo os módulos acumulam na sua face fuligem e poeira, que obstrui a entrada dos raios solares. As plantas analisadas não passaram por nenhuma limpeza, colaborando para que o desempenho das mesmas diminua durante os meses analisados.

A planta 3, está localizada ao lado de uma avenida sem asfalto, o que faz com que os módulos acumulem rapidamente poeira, isso colabora para que a mesma tenha um desempenho inferior ao das outras plantas.

A Figura 39 apresenta uma imagem de satélite superior da planta 3, mostrando o seu arredor, onde se observa uma avenida sem asfalto ao norte da residência.

Figura 39 - Imagem de satélite da planta 3



Fonte: Autor (2021)

3.6 Perdas por temperatura

É conhecido que com a elevação da temperatura no módulo fotovoltaico, ele diminui a sua potência máxima de pico e por consequência a sua geração de energia elétrica. Neste estudo de caso para efeitos de comparação entre plantas de arquiteturas diferentes, as perdas não estão sendo consideradas pois são iguais independentemente de qual inversor está sendo utilizado.

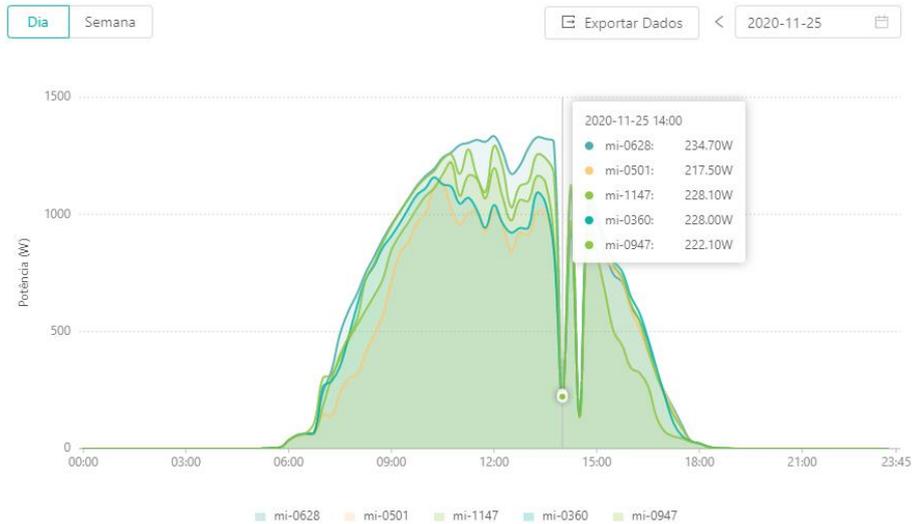
O fato dos microinversores estarem localizados abaixo dos módulos junto à face do telhado e com baixa ventilação natural, pode gerar problemas nos equipamentos e também corte de produção de energia elétrica. Estas perdas foram evidenciadas na planta 5, onde nos dias com níveis de irradiação solar elevados, considerando a sobrecarga dos microinversores durante várias horas, houve corte de produção.

Segundo o *datasheet* do microinversor Hoymiles de modelo MI-1500, a faixa de temperatura interna é de (-40 °C a +85 °C). A temperatura obtida pelo sistema de monitoramento Hoymiles é referente a cada microinversor no sistema.

O dia 25 de novembro de 2020 foi um dia em que o nível de irradiação solar esteve muito alto, conforme dados do INMET. É curioso ressaltar que neste dia a unidade de armazenamento de dados da planta 5, registrou uma queda brusca na curva de potência de todos os microinversores as 14:00, conforme é evidenciado na Figura 40.

A Figura 40 apresenta um momento retirado do monitoramento do sistema 5, onde se observa a curva de produção dos 5 microinversores no dia 25 de novembro as 14:00 da tarde.

Figura 40 – Curva de produção dos microinversores da planta 5, dia 25/11/2020 as 14:00 pm.

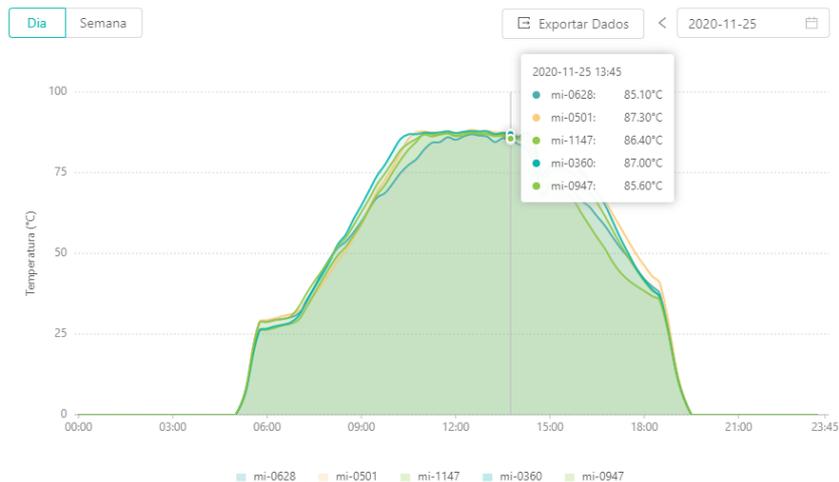


Fonte: Hoymiles (2021)

No mesmo dia da leitura da Figura 40, a leitura anterior apresentada na Figura 41 indica temperaturas superiores a 85°C em cada microinversor no sistema.

A Figura 41 apresenta um momento retirado do monitoramento do sistema 5, onde se observa a curva de temperatura dos 5 microinversores no dia 25 de novembro as 13:45 da tarde, leitura anterior a queda de 14:00.

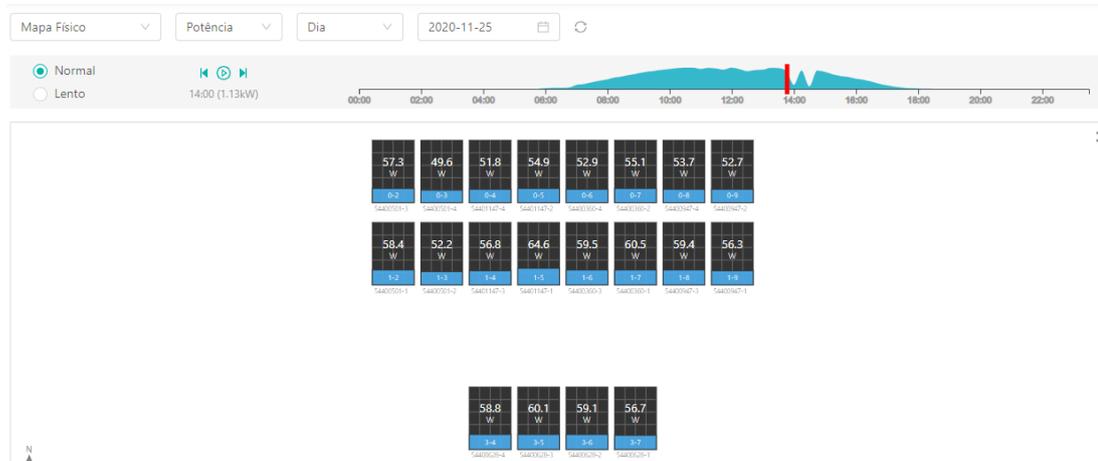
Figura 41 – Curva de temperatura dos microinversores da planta 5, dia 25/11/2020 as 13:45 pm.



Fonte: Hoymiles (2021)

Na Figura 42 é evidenciado o corte de geração de energia da planta 5, para o dia e hora analisados nas Figuras 40 e 41 dos módulos no sistema.

Figura 42 – Carregamento dos módulos da planta 5, dia 25/11/2020 as 14:00 pm, no momento do corte



Fonte: Hoymiles (2021)

O período de corte de energia elétrica no sistema analisado, depende do gradiente de decaimento da temperatura interna, a duração em média pode variar entre 15 e 20 minutos. Estas perdas prejudicam o desempenho do sistema além de diminuir a vida útil do microinversor, porque ele passa a operar acima da sua capacidade, causando estresse elétrico do equipamento.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração distribuída de energia solar fotovoltaica é uma realidade no Brasil em que há a liberdade de escolha da melhor tecnologia a ser empregada nos geradores de micro e mini geração e autonomia para o gerenciamento desses sistemas.

Tendo em vista o avanço acelerado das tecnologias empregadas e a necessidade de aceitação dessas tecnologias nas unidades consumidoras, este estudo realizou uma avaliação técnica de seis sistemas de geração fotovoltaica em operação na cidade de Palmas – TO, com foco na investigação da aplicação de sistemas com inversores *string* em comparação com sistemas que utilizam microinversores, levando em consideração os principais fatores que influenciam o desempenho final.

Diante dos resultados apresentados, é possível concluir que independente da arquitetura utilizada, as tecnologias demonstraram desempenho semelhantes quando analisadas em condições reais de operação.

Através dos valores de desempenho obtidos, é notório que as plantas 1, 2, 4 e 6 apresentaram um ótimo desempenho em torno de 90%, já as plantas 3 e 5 apresentaram um bom desempenho, porém, inferior se comparado aos demais. Essas perdas podem ser atribuídas a fatores externos como sombreamento, sujidade e aquecimento.

No caso da planta 4 mesmo com a presença de estruturas que causam sombreamento em alguns momentos dia, foi obtido um valor de desempenho próximo de 90%. Isso pode ser atribuído ao aproveitamento dos módulos individualmente que o uso do microinversor proporciona, salientando a adequação desta tecnologia a áreas com possível sombreamento.

Em comparação com a planta 4, a planta 5 também foi submetida a sombreamento parcial em alguns momentos do dia, também possui a tecnologia de microinversores e possui uma disposição de módulos e irradiação ainda mais favoráveis que a planta 4. Apesar disso, apresentou um mesmo fator de sobredimensionamento, porém, com um desempenho inferior. Isto motivou a investigação de outros fatores que pudessem influenciar seus resultados e concluiu-se que houve a interferência do material do telhado que causou uma maior retenção de calor, que sobreaqueceu seus microinversores.

Esta experiência indica que telhados com telha colonial são mais apropriados para aplicação de microinversores do que os com telha metálica, já que os microinversores são instalados acima do telhado e demandam mais atenção a temperatura em que são submetidos.

Foi possível observar que, de acordo com o esperado, as influências externas como o sombreamento, a sujidade dos módulos e a falta ventilação natural são prejudiciais ao desempenho de uma planta e devem ser evitadas e ou consideradas na fase de projeto, implementação e manutenção de um sistema de geração de energia fotovoltaico. A planta 3, por exemplo, obteve um desempenho baixo no período analisado, devido a poeira em que está submetida por conta da falta de asfalto na região da instalação. Isto evidencia a necessidade de adequar a frequência de limpeza dos módulos a cada planta, esta verificação pode ser feita no momento da instalação para que as manutenções sejam programadas previamente, evitando perdas na geração.

Foram encontradas algumas dificuldades relacionadas a escolha das plantas devido ao tempo de operação dos sistemas, visto que o uso dos microinversores na cidade estudada ainda é recente.

Diante disso, sugere-se para o desenvolvimento de trabalhos futuros a utilização de sistemas com maior tempo de operação que permitam uma investigação mais profunda. Para o objetivo de comparar apenas as tecnologias de microinversores, sugere-se a utilização de sistemas mais próximos do ideal, com pouca influência de fatores externos, se possível em ambiente controlado, de mesma potência e que estejam próximos da mesma estação solarimétrica ou possuam próprio sistema de medição da radiação solar.

Por fim, não foi possível apontar discrepâncias que justifiquem a utilização de uma tecnologia em detrimento da outra para todos os casos, mas observou-se uma melhor adaptação das tecnologias de acordo com os fatores externos de cada caso.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **INFOGRÁFICO ABSOLAR**. Disponível em:

<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 10 out. 2020.

ABSOLAR. **BRASIL ULTRAPASSA MARCA DE 7 GW EM POTÊNCIA INSTALADA DE ENERGIA SOLAR**. Disponível em:

<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/brasil-ultrapassa-marca-de-7-gw-em-potencia-instalada-de-energia-solar.html>

. Acesso em: 05 dez. 2020.

ABE, Caio Felipe; DIAS, João Batista. **Avaliação do impacto de sombreamentos parciais em um sistema fotovoltaico com microinversor**. Revista Liberato, v. 20, n. 34, p. 199-208, 2019.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede**. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

ARAÚJO, Ana Júlia Nunes de; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra de Araujo. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. Rio de Janeiro, 2003.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

CEPEL, CRESEB. **Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 41). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, 2013, p. 1-11.

GREENER. Estudo Estratégico | **Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída**. Disponível em: < www.greener.com.br >. Acesso em 05 de dezembro de 2020.

HARB, Souhib et al. **Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system—A comprehensive study**. In: 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2013. p. 2885-2890.

HOYMILES. Plataforma Online | **Monitoramento Hoymiles**. Disponível em: <

<https://global.hoymiles.com/platform/home>>. Acesso em 04 de abril de 2021.

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

INMET, **Instituto Nacional de Meteorologia**, Disponível em: < www.portal.inmet.gov.br >. Acesso em 04 de abril de 2020.

LABSOL, **Laboratório de Energia Solar/UFRGS**. Disponível em: < www.solar.ufrgs.br>. Acesso em 05 de dezembro de 2020.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Inpe, 2006.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar (2ª edição)**. São José dos Campos: Inpe, 2017.

RADIASOL, **Software de Radiação Solar**. Acesso em 04 de abril de 2021.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo. **Desenvolvimento de modelo matemático para descrição da eficiência cc/ca de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 4, n. 1, p. 25, 2013.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010.

RÜTHER, R.; FOTVOLTAICOS, **Edifícios Solares. O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas a Rede Elétrica Pública**: Editora da UFSC. LABSOLAR, Florianópolis, 2004.

SCHENKEL, Gabriela. **Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor**. 2015.

SEMARH. **ATLAS SOLARIMÉTRICO TOCANTINS**. Disponível em: <https://semarh.to.gov.br/energias-renovaveis-/atlas-solarimetrico/>. Acesso em: 10 out. 2020.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson N.; GALHARDO, Marcos A. B.; OLIVEIRA, Sérgio H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de Textos, 2012.