



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FABÍOLA BORGES RODRIGUES DA SILVA

“Tecnologias fotovoltaicas na geração distribuída de baixa potência e nas instalações de alta potência no sistema interligado: estudo comparativo da eficiência na produção de eletricidade”

CUIABÁ – MT
DEZEMBRO, 2022

FABÍOLA BORGES RODRIGUES DA SILVA

“Tecnologias fotovoltaicas na geração distribuída de baixa potência e nas instalações de alta potência no sistema interligado: estudo comparativo da eficiência na produção de eletricidade”

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Dr. Dorival Gonçalves Júnior

CUIABÁ – MT
DEZEMBRO, 2022

Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

S586t Silva, Fabíola Borges Rodrigues da.

Tecnologias fotovoltaicas na geração distribuída de baixa potência e nas instalações de alta potência no sistema interligado: estudo comparativo da eficiência na produção de eletricidade [recurso eletrônico] / Fabíola Borges Rodrigues da Silva. -- Dados eletrônicos (1 arquivo : 76 f., il. color., pdf). -- 2022.

Orientador: Dorival Gonçalves Júnior.

TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso, Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2022.

Modo de acesso: World Wide Web: <https://bdm.ufmt.br>.

Inclui bibliografia.

1. Geração solar; Sistema Interligado Nacional; Geração distribuída; Eficiência. I. Gonçalves Júnior, Dorival, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

DESPACHO

Processo nº 23108.105139/2022-60

Interessado: FABIOLA BORGES RODRIGUES DA SILVA

FOLHA DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA MONOGRAFIA:

“Tecnologias fotovoltaicas na geração distribuída de baixa potência e nas instalações de alta potência no sistema interligado: estudo comparativo da eficiência na produção de eletricidade”

ALUNA: FABÍOLA BORGES RODRIGUES DA SILVA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de dezembro de 2022.

Nota: 9,7

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Dorival Gonçalves Júnior

Orientador

Profª. MSc. Joelma Sebastiana de Azevedo

Examinadora

Prof. Dr. Waldemir Rodrigues

Examinador



Documento assinado eletronicamente por **DORIVAL GONCALVES JUNIOR, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 20/12/2022, às 11:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **FABIOLA BORGES RODRIGUES DA SILVA, Usuário Externo**, em 20/12/2022, às 11:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **WALDEMIR RODRIGUES, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 20/12/2022, às 11:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JOELMA SEBASTIANA DE AZEVEDO, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 20/12/2022, às 13:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5387144** e o código CRC **BCD3FCCE**.

Referência: Processo nº 23108.105139/2022-60

SEI nº 5387144

Criado por 10696318172, versão 3 por 09811478104 em 20/12/2022 11:19:17.

Dedico este trabalho ao meu querido e amado pai, Dativo Rodrigues da Silva Sobrinho (in memoriam) minha maior fonte de inspiração, referência, dedicação, admiração e amor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a nosso Senhor Jesus Cristo pela oportunidade de estar com saúde, de desfrutar das maravilhas que é ter o dom da vida. Não foi uma trajetória fácil, mas a chance oportuna de chegar até aqui compensa todo o trabalho árduo que tivemos.

Em segundo lugar a minha família, ao meu pai Dativo Rodrigues (in memorian), a minha mãe Maria Auxiliadora, meus irmãos Daniel Borges e Bianca Clara que são minha base e sempre estiveram ao meu lado, dando o suporte necessário e foram peças fundamentais para o meu progresso e evolução tanto pessoal como profissional.

Agradeço também ao meu namorado, Eduardo de Jesus, o qual me incentivou e me deu forças desde o início da minha trajetória nesse trabalho, pelo companheirismo e perseverança.

À minha amiga, irmã Evelyn Quichaba que esteve presente em muitos momentos da minha vida e não diferente nessa etapa também, um exemplo pra mim de companheirismo e lealdade.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Dorival Gonçalves Júnior, pela dedicação, atenção, prontidão e principalmente pela paciência no decorrer de todo esse estudo, por acreditar em mim, no meu trabalho, me incentivando a cada reunião e não me deixando desistir, com toda certeza é uma grande referência profissional para mim.

Por fim, a Universidade Federal de Mato Grosso, em especial ao Departamento de Engenharia Elétrica, a todo seu corpo docente, coordenação e administração.

RESUMO

SILVA, F.B.R da. **Tecnologias fotovoltaicas na geração distribuída de baixa potência e nas instalações de alta potência no sistema interligado: estudo comparativo da eficiência na produção de eletricidade**. 2022. 19f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2022.

A geração solar fotovoltaica de energia tem se expandido muito nos últimos anos, principalmente a partir do ano de 2018 ela vem preenchendo um espaço de notoriedade no que se refere a produção de eletricidade. Contudo, no que tange a eficiência desses sistemas, é de extrema importância analisar se esse fator que deveria ser de grande relevância na instalação de uma geração, seja ela de baixa, seja ela de alta potência está sendo observado. No sentido de contextualizar o problema, no desenvolvimento desse trabalho, é feita uma breve recuperação da trajetória histórica da evolução da energia solar no país, expondo as políticas públicas que ocasionaram essa expansão tão significativa. O objetivo desse estudo é comparar dois modos de instalações do ponto de vista da eficiência e levantar características que corroborem para verificar qual delas é mais eficiente na produção de eletricidade. Acredita-se na importância de se fazer estudo, visto a crescente avanço da geração distribuída especialmente da micro geração fotovoltaica pelos consumidores tipo B o país, por fim, foi possível observar o impacto da eficiência das instalações refletidos nos dados coletados.

Palavras-chave: Geração solar; Sistema Interligado Nacional; Geração distribuída; Eficiência.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy generation has expanded a lot in recent years, especially since 2018 it has been filling a space of notoriety with regard to electricity production. However, with regard to the efficiency of these systems, it is extremely important to analyze whether this factor, which should be of great relevance in the installation of a generation, be it low or high power, is being observed. In order to contextualize the problem, in the development of this work, a brief recovery of the historical trajectory of the evolution of solar energy in the country is made, exposing the public policies that caused this significant expansion. The objective of this study is to compare two types of installations from the point of view of efficiency and to raise characteristics that corroborate to verify which one is more efficient in the production of electricity. It is believed that it is important to carry out a study, given the increasing progress of distributed generation, especially photovoltaic micro generation by type B consumers in the country, finally, it was possible to observe the impact of the efficiency of the facilities reflected in the collected data.

Keywords: Solar generation; National Interconnected System; Distributed generation; Efficiency.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - EXPANSÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (MW)	18
FIGURA 2 - CAPACIDADE INSTALADA NO SIN (MW).....	19
FIGURA 3 - POTÊNCIA INSTALADA NA GD (MW).....	19
FIGURA 4 - POTÊNCIA INSTALADA NA GD - MODO DE CONSUMO RESIDENCIAL (MW)	20
FIGURA 5 - DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR	22
FIGURA 6 - TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTES NA SUPERFÍCIE TERRESTRE	23
FIGURA 7 - MAPA DE RECURSO SOLARES NO BRASIL	25
FIGURA 8 - MEDIDA DE IRRADIAÇÃO SOLAR EM PERÍODOS DO DIA	26
FIGURA 9 - EFEITO CAUSADO PELA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOBRE A CURVA.....	27
FIGURA 10 - CURVA TÍPICA DE MÓDULO FOTOVOLTAICO EM DIFERENTES TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO.....	30
FIGURA 11 - PAINÉIS FOTOVOLTAICOS AFETADOS PELO SOMBREAMENTO	31
FIGURA 12 - TIPOS DE ANGULAÇÃO DE INCIDÊNCIA SOLAR	33
FIGURA 13 - SISTEMA DE FUNCIONAMENTO DE UM TRACKER SOLAR	34
FIGURA 14 - PAINEL COM RASTREIO DE 1 EIXO	35
FIGURA 15 - PAINÉIS COM RASTREIO DE 2 EIXOS.....	36
FIGURA 16 - COMPARAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM RASTREIO DE UM EIXO E SISTEMAS FIXOS	38
FIGURA 17 - DIFERENÇA DE UM SISTEMA FIXO (CINZA) E UM RASTREIO DE 2 EIXOS (VERDE)	39
FIGURA 18 - FATOR DE CAPACIDADE DA USINA NO SIN COM RASTREIO 1 EIXO (JUAZEIRO) E COM EIXO FIXO (GILBUÉS)	40
FIGURA 19 - MÓDULO FOTOVOLTAICO COM IMPUREZAS.....	42
FIGURA 20 - MAPA DE ISOPLETAS.....	44
FIGURA 21 - CONJUNTO FOTOVOLTAICO DE DRACENA I, II E IV	46
FIGURA 22 - IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO HORIZONTAL PARA AS LOCALIDADES MAIS PRÓXIMAS.....	47
FIGURA 23 - IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO EM DRACENA, SP	47
FIGURA 24 - TEMPERATURA MÁXIMA E MÍNIMA - DRACENA.....	48
FIGURA 25 - TEMPERATURA MÁXIMA E MÍNIMA - CUIABÁ.....	48
FIGURA 26 - MAPA DAS ISOPLETAS	49
FIGURA 27 - IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO HORIZONTAL PARA AS LOCALIDADES MAIS PRÓXIMAS.....	52
FIGURA 28 - IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO EM CUIABÁ - MT.....	53
FIGURA 29 - TELHADO RESIDENCIAL EM CUIABÁ.....	54
FIGURA 30 - SOMBREAMENTO VERIFICADO SOBRE TELHADO RESIDENCIAL EM CUIABÁ	54
FIGURA 31 - GERAÇÃO MENSAL - CASO 1	55
FIGURA 32 - GERAÇÃO RESIDENCIAL COM VISTA SUPERIOR	57
FIGURA 33 - GERAÇÃO MENSAL - CASO 2	58
FIGURA 34 - ILUSTRAÇÃO DA INSTALAÇÃO RESIDENCIAL - CASO 3.....	59
FIGURA 35 - GERAÇÃO MENSAL - CASO 3	59

FIGURA 36 - INSTALAÇÃO RESIDENCIAL - CASO 4	61
FIGURA 37 - GERAÇÃO MENSAL - CASO 4	61
FIGURA 38 - INSTALAÇÃO RESIDENCIAL COM VISTA SUPERIOR - CASO 5	63
FIGURA 39 - GERAÇÃO MENSAL - CASO 5	63
FIGURA 40 - INSTALAÇÃO RESIDENCIAL COM VISTA SUPERIOR - CASO 6	65
FIGURA 41 - GERAÇÃO MENSAL - CASO 6	65
FIGURA 42 - EFICIÊNCIA DOS CASOS APRESENTADOS.....	66

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - GERAÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA FOTOVOLTAICO COM RASTREADOR DE UM EIXO E NO SISTEMA FIXO.	37
TABELA 2 - IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA NO PLANO HORIZONTAL E INCLINADO EM DRACENA, SP	47
TABELA 3 - BOLETIM DE GERAÇÃO MENSAL	50
TABELA 4 - IRRADIAÇÃO SOLAR MÉDIA NO PLANO HORIZONTAL E INCLINADO EM CUIABÁ, MT	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
CP	Consulta Pública
CRESESB	Centro de Referências para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
GD	Geração Distribuída
MT	Mato Grosso
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimento de Distribuição
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	São Paulo
STC	Standard Test Conditions
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UV	Ultravioleta
<i>f_c</i>	Fator de capacidade

LISTA DE UNIDADES DE MEDIDA

UV	Ultravioleta
°C	Celsius
G	Irradiância Solar
GWmed	Gigawatt médio
I_{sc}	Coefficiente de variação da corrente de curto-circuito
kW	Quilowatt
kWh/mês	Quilowatt-hora por mês
kWh/m ²	Quilowatt-hora por metro quadrado
kWp	Quilowatt pico
MW	Megawatt
M/S	Metro por segundo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
W	Megawatt
Wh	Megawatt-hora
W/m ²	Megawatt por metro quadrado
Wh/ m ²	Megawatt-hora por metro quadrado

Sumário

1	Introdução.....	16
1.1	PROBLEMÁTICA	20
1.2	OBJETIVO GERAL.....	20
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2	Fatores que influenciam na operação eficiente dos painéis fotovoltaicos.....	21
2.1	RADIAÇÃO SOLAR	22
2.2	MOVIMENTO TERRA-SOL	24
2.3	IRRADIAÇÃO SOLAR.....	26
2.4	IRRADIÂNCIA SOLAR	26
2.5	TEMPERATURA	28
2.6	SOMBREAMENTO	31
2.7	INCLINAÇÃO OU ÂNGULO DE INCIDÊNCIA SOLAR	32
2.8	RASTREADOR SOLAR	33
2.8.1	Rastreio de 1 eixo.....	35
2.8.2	Rastreio de 2 eixos.....	36
2.8.3	Avaliação Comparativa do desempenho do sistema fotovoltaico com rastreador e Sistema fotovoltaico fixo.....	36
2.9	SUJIDADE	41
2.10	VENTO.....	42
3	Estudo comparativo da eficiência em uma unidade de consumo residencial e outra interligada ao SIN	44
3.1	EFICIÊNCIA NA UNIDADE DE CONSUMO INTERLIGADA AO SIN – DRACENA.....	45
3.2	UNIDADES DE CONSUMO RESIDENCIAL – CUIABÁ.....	52
3.2.1	Caso 1	53
3.2.2	Caso 2	56
3.2.3	Caso 3	59
3.2.4	Caso 4	60
3.2.5	Caso 5	62
3.2.6	Caso 6	64
4	Análise e Discussões.....	68

5	CONCLUSÃO	71
	REFERÊNCIAS	73

1 INTRODUÇÃO

O ano de 2004 foi marcado por conceber as primeiras legislações que versavam sobre a Geração Distribuída (GD). A Lei nº 10.848/2004 dispôs sobre a comercialização de energia elétrica, sendo regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004, intitulando a GD como sendo a produção de energia elétrica oriunda de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador (BRASIL, 2004).

A partir de 2010, iniciou-se dentro da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o processo regulatório que visava reduzir as barreiras para a instalação de Geração Distribuída (GD) de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectadas a rede de distribuição. O contexto da época era que a geração de energia elétrica a partir dessas fontes era tendência em diversos países, em especial, na Europa, Estados Unidos e Austrália. Dentre os motivos que levaram a adoção de políticas públicas arrojadas nesses países, podem-se destacar: diversificação da matriz energética, redução da dependência de importação de combustíveis fósseis para usinas térmicas, minimizando o risco de variações abruptas no preço do insumo energético, a liderança no desenvolvimento de tecnologia para produção eficiente de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa, maré motriz, geotérmica e outras (ANEEL, 2010).

Com o intuito de desenvolver a indústria nacional brasileira, a ANEEL, em 2012, publica a resolução normativa (nº482/2012), a qual estabeleceu condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Assim sendo, definiu-se a microgeração distribuída (central geradora com potência instalada menor ou igual a 100kW) e a mini geração distribuída (central geradora com potência instalada entre 100kW e 1MW) e por fim um sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com mini ou micro geração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. Por fim, no art. 15º da REN 482/2012 ficou registrado que a agência reguladora voltaria a analisar a resolução em até cinco anos (ANEEL, 2012b).

Apesar disso, tal resolução não foi suficiente para propulsar o mercado, diante disso, três anos mais tarde, com as contribuições recebidas da AP nº 26/2015, foi

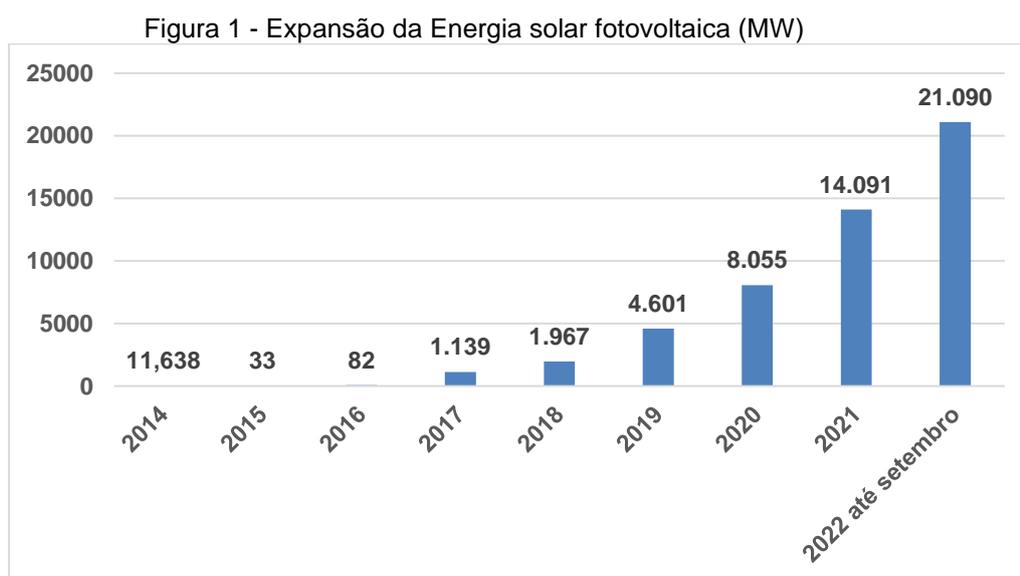
aprovada e publicada, pela ANEEL, a REN nº 687/2015, que alterava alguns conceitos já existentes na REN 482/2012, entre elas: minigeração distribuída (central geradora com potência instalada entre 75kW e 5MW; microgeração distribuída (central geradora com potência instalada menor ou igual a 75kW) e que utilize geração qualificada; e sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora e em seguida compensada com o consumo de energia elétrica ativa, podendo ser utilizada em um prazo de até 5 (anos), após esse prazo o consumidor não tem direito a qualquer forma de compensação.

Além de inserir conceitos como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras – caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, com micro ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade; geração compartilhada – caracterizada pela reunião de consumidores que possuam micro ou minigeração distribuída, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica; e autoconsumo remoto – caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. Todos esses incentivos foram para ampliar a possibilidade de expansão do mercado que na visão da época, ainda tinha muito para expandir e cresceu pouco desde a REN 482/2012. Novamente no art. 15º a ANEEL se comprometeu em revisar a resolução até 31 de dezembro de 2019 (ANEEL, 2015c).

À vista disso, no final do ano de 2018, a ANEEL estabeleceu uma nova, AIR, agora com contribuições da CP nº10/2018 e AP nº 01/2019. A proposição traçada pela Agência foi criticada pelos agentes contrários a mudança da revisão do SCEE. Assim, os contrários as mudanças do SCEE percebendo que na ANEEL não teriam seus interesses atendidos, recorreram a membros do Congresso Nacional a conservação dos seus propósitos.

Por fim, foi publicada recentemente, a lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022, que apesar de ter entrado em vigor nesta data, a legislação prevê um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados a partir da data de publicação da Lei, ou seja, todos os projetos em GD, já instalados ou cuja solicitação de acesso ocorram até o dia 6 de janeiro de 2023, serão válidos nas regras atuais de compensação previstas na Resolução 482 (Resolução Normativa n.º 482/2012), até o dia 31 de dezembro de 2045. Trata-se do chamado período de vacância.

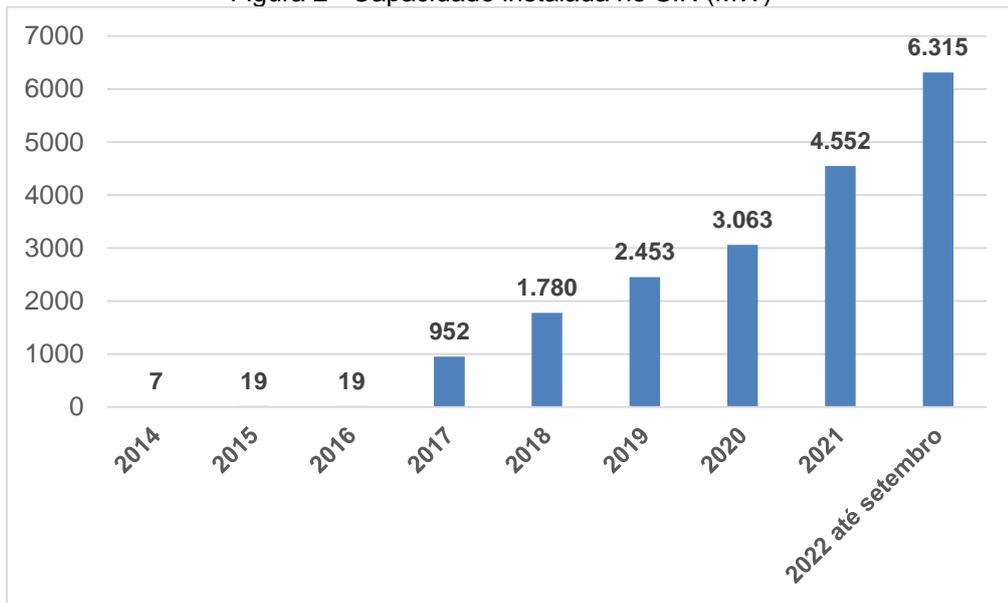
Assim, tais políticas, combinadas com outros fatores, tais como: taxa de juros; queda nos preços dos painéis fotovoltaicos; e retomada dos altos valores das tarifas de energia elétrica, entre os principais fatores, ocasionaram a explosão do mercado da GD, principalmente a partir do ano de 2018. A figura 1 apresenta essa recente evolução no País.



Fonte: Próprio autor

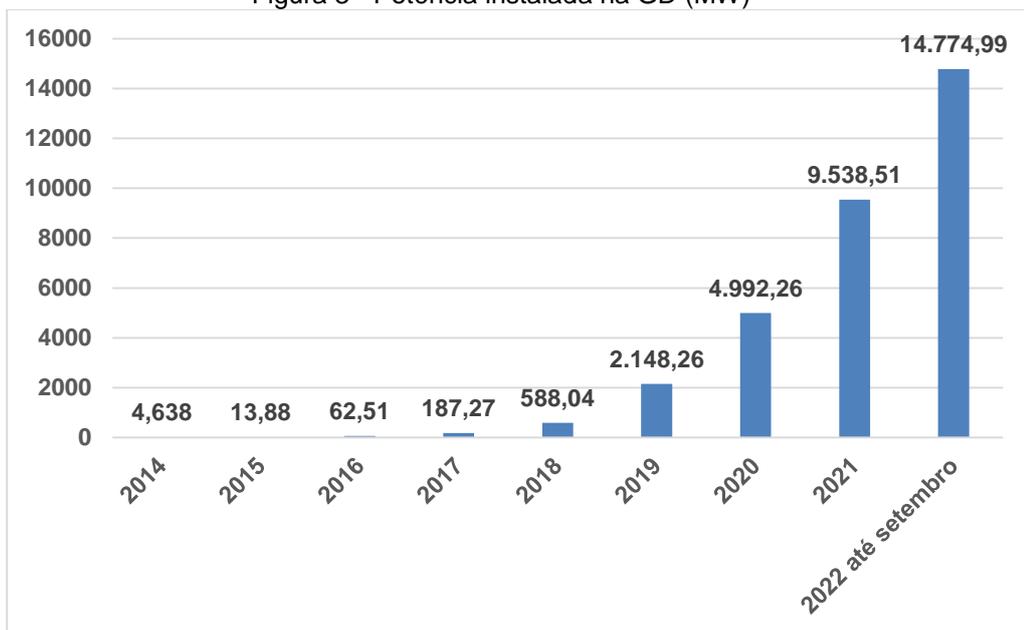
A expansão fotovoltaica apresentada acima corresponde a dois modos de geração distintas: Geração solar fotovoltaica conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) – Figura 2 e a Geração solar fotovoltaica caracterizada pela Geração Distribuída (GD) – Figura 3, mostrada separadamente abaixo.

Figura 2 - Capacidade instalada no SIN (MW)



Fonte: Próprio autor (2022).

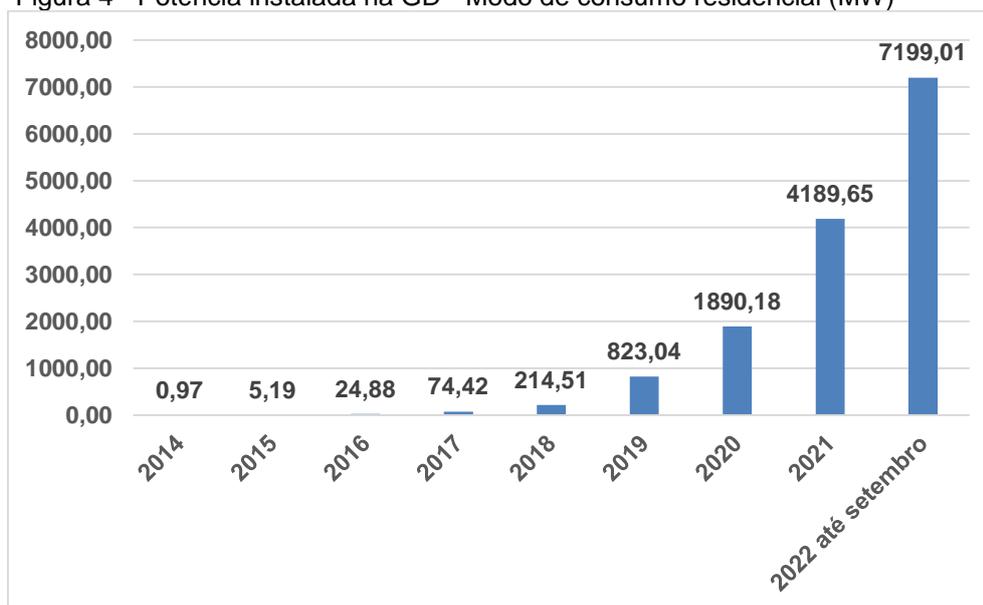
Figura 3 - Potência instalada na GD (MW)



Fonte: Próprio autor

Entretanto, analisando detalhadamente os dados expostos anteriormente, nota-se, que incluso na evolução da GD se encontra um crescimento vertiginoso na classe de consumo residencial, correspondendo a praticamente 50% da expansão apresentada na Figura 4, ultrapassando inclusive o avanço da geração no Sistema Interligado Nacional.

Figura 4 - Potência instalada na GD - Modo de consumo residencial (MW)



Fonte: Próprio autor

1.1 Problemática

Contudo, diante do cenário apresentado anteriormente, e principalmente pela constatação que a expansão das tecnologias fotovoltaicas nas residências (figura 4) foi maior que no SIN (figura 2), e analisando pela perspectiva da eficiência é que surge a motivação e a problemática desse estudo, pois partindo-se da hipótese de que a geração solar fotovoltaica residencial é menos eficiente se comparada as interligadas ao SIN, visto que os grandes parques solares são submetidos a parâmetros e estudos anteriores para se verificar um ambiente mais apto e com condições favoráveis para sua geração, isto é, deveriam possuir teoricamente uma geração mais eficiente, no entanto, foi o tipo de instalação que no período analisado neste estudo, teve um aumento menor se comparado ao residencial. Assim sendo, sob essa análise, esse trabalho busca realizar um estudo comparativo de uma unidade interligada ao SIN e seis casos de unidades de consumo residencial, e levantar fatores condizentes para se avaliar qual desses dois sistemas é mais eficiente na produção de eletricidade.

1.2 OBJETIVO GERAL

Analisar a eficiência do emprego da tecnologia fotovoltaica em instalações de baixa potência na geração distribuída e de alta potência no sistema interligado, tendo em vista que a potência residencial instalada, que teoricamente seria aquelas gerando

nas piores condições, alcançaram números expressivos, superando as interligadas ao SIN, que aparentemente se localizam nas condições mais favoráveis de geração.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Organizar a trajetória histórica no que tange as resoluções, discussões e debates da geração distribuída no Brasil.
- Avaliar o cenário atual brasileiro no que se refere a geração de energia solar fotovoltaica.
- Levantar as condições de melhor eficiência dos painéis fotovoltaicos
- Analisar a eficiência em uma unidade de consumo residencial
- Verificar a eficiência em uma unidade de consumo interligada ao SIN
- Analisar os impactos proporcionados pelas duas situações de uso (GD e SIN), com base na eficiência.
- Discutir se a produção em alta potência é mais vantajosa se comparada a de baixa potência, em termos da eficiência.

2 FATORES QUE INFLUENCIAM NA OPERAÇÃO EFICIENTE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Existem várias condições que afetam a geração e a eficiência de um sistema de energia fotovoltaica. Esses fatores devem ser levados em consideração para que se tenha expectativas realistas de toda a geração do sistema (CHIKATE E SADAWARTE, 2015).

O desempenho do sistema solar fotovoltaico é altamente dependente da localização geográfica, bem como do projeto do sistema, o qual deve levar em consideração fatores como a temperatura; vento, radiação e irradiação solar, módulos com tracker solar, sujidade a que o painel é submetido, entre outras condições. Então, para desenvolver um sistema otimizado, são necessárias ferramentas eficientes de projeto e previsão (RAJ *et al*, 2016).

Existe uma necessidade real de avaliação de desempenho ao ar livre e monitoramento de tecnologias fotovoltaicas, a fim de estabelecer seu desempenho e os desvios observados das condições STC (Condições de Teste Padrão). No entanto, um bom conhecimento de como os parâmetros de projeto fundamentais afetam o

desempenho de um sistema de energia fotovoltaica, é essencial para prever e alcançar uma maior eficiência de um sistema fotovoltaico (MONDOC e POP, 2010).

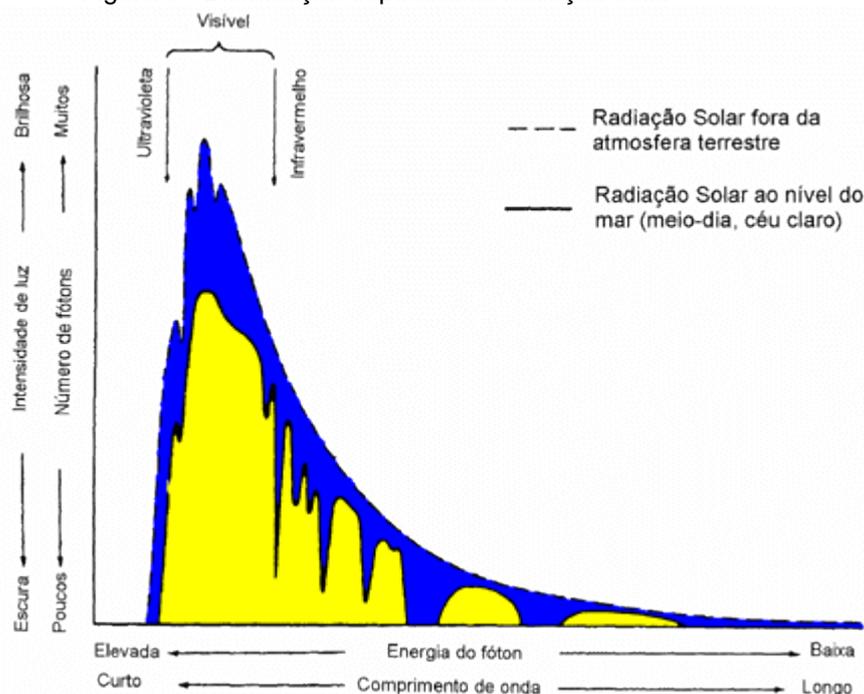
STC: As condições de teste padrão (STC) são condições nas quais os módulos fotovoltaicos são testados em um laboratório. O teste do módulo é realizado nas seguintes condições: intensidade de radiação solar de 1000 W/m², massa de ar de AM 1.5, temperatura de célula de 25 °C e velocidade do vento de 1 m/s.

2.1 Radiação Solar

Sabe-se que a quantidade de energia que atinge a superfície terrestre é de aproximadamente dez mil vezes maior que à energia consumida no Planeta Terra, isto é, se fosse aproveitado 0,01% de toda energia solar disponível, seria capaz de satisfazer totalmente a procura energética mundial (CARNEIRO, PASSOS, 2020).

A energia solar que chega à terra é transmitida em forma de radiação eletromagnética, assim sendo, uma parcela é difundida como luz visível e o que resta como espectro ultravioleta (UV) e infravermelho, de acordo com seus respectivos comprimentos de onda.

Figura 5 - Distribuição espectral da radiação solar



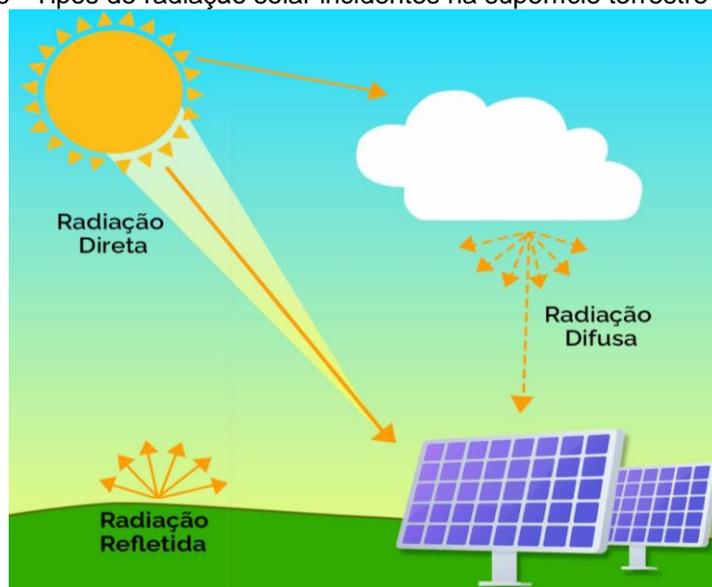
Fonte: CRESESB, 2017. Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=4. Acesso em: 03 dez. 2022

Posto isso, conforme as seguintes características, como condições atmosféricas, latitude do local, o período do ano e horário do dia, a radiação solar que chega à terra pode sofrer alterações. Sabe-se também que ela pode ser classificada em três tipos diferentes: radiação direta (incide diretamente na superfície terrestre); radiação difusa (casos em que a radiação atravessa um corpo); radiação refletida (aquela refletida pela terra em uma direção determinada).

A radiação direta é constituída pelos raios solares recebidos na Terra diretamente a partir do sol (em linha reta), sem que haja fenômenos de reflexão em nuvens, poeiras e até mesmo outros objetos. Diametralmente, a radiação difusa é caracterizada pelo espalhamento da luz na atmosfera, sendo constituída pela radiação solar que é dispersa pelas moléculas presentes na atmosfera. Esse tipo de radiação depende fundamentalmente da presença de nuvens e varia com o estado do tempo.

Figura 6 - Tipos de radiação solar incidentes na superfície terrestre



Fonte: Página quantageração, 2021.

Disponível em: <https://quantageracao.com.br/energia-solar-4-fatores-que-impactam-na-geracao/>. Acesso em: 17 set.2022.

Em dias chuvosos ou que possuem a presença de névoas a radiação predominante é a difusa, já em dias calorosos a fração que prevalece é a direta. Existem também os albedos, que não foram apresentados na figura 6, mas que são definidos como o fluxo da radiação solar incidente, seja ela direta, seja ela difusa, que é reenviada em todas as direções por reflexão na superfície de recepção. De modo

geral, o Albedo é a refletância de uma superfície em toda gama espectral da radiação solar, sem levar em consideração as variações do ângulo de incidência.

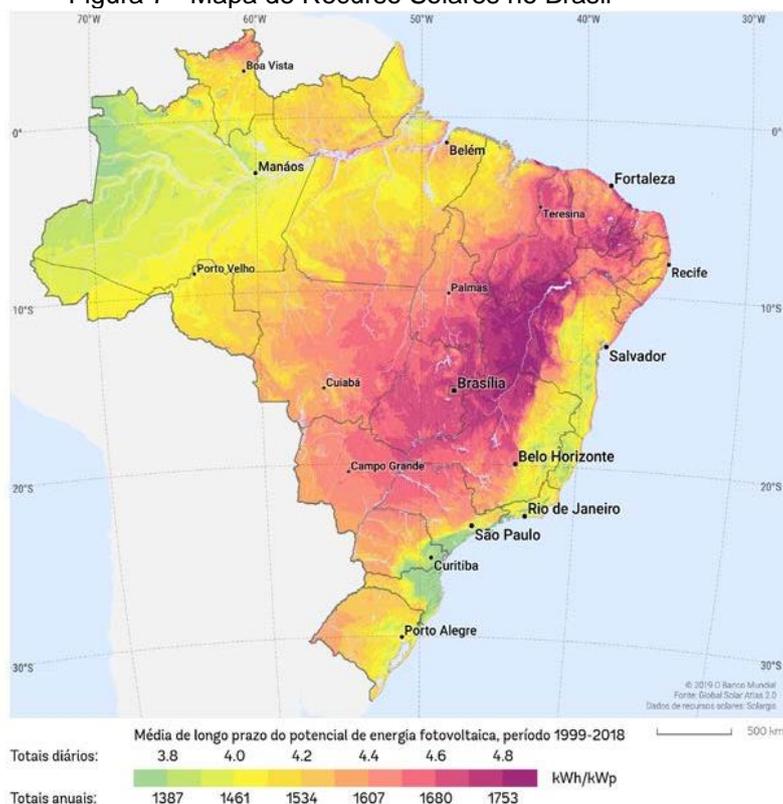
Como dito anteriormente, a captação desses raios solares pode ser afetada por diversos fatores, dentre eles a localização geográfica, a orientação e a inclinação dos módulos, influenciando diretamente o desempenho do sistema fotovoltaico (RÜTHER, 2004).

2.2 MOVIMENTO TERRA-SOL

Na escolha do local ideal, que tenha um ótimo aproveitamento da energia solar é necessário garantir a máxima capacidade de produção desse sistema. Como esse estudo se refere a geração fotovoltaica de energia elétrica, então é essencial que seja levado como prioridade o bom rendimento das células fotovoltaicas. Por esse motivo, é imprescindível que o projetista tenha o conhecimento dos níveis de radiação solar existentes na região de implantação do sistema, visto que essa radiação depende da época do ano e posição angular do sol face à superfície receptora.

Em função dos movimentos de rotação e translação da Terra, a radiação solar sofre variações ao longo do dia, do ano e da localidade, não atingindo de maneira uniforme a superfície terrestre. Com isso, a instalação dos módulos solares deve seguir alguns parâmetros para maximizar a produção de energia (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 7 - Mapa de Recurso Solares no Brasil



Fonte: Solargis (2017).

O Brasil tem um eminente potencial de incidência de radiação solar, uma vez que a maior parte de seu território está localizado na zona intertropical. Essa localização geográfica implica dias com maior quantidade de horas de radiação solar (WANDERLEY, 2013). Desse modo, o emprego da tecnologia fotovoltaica no país é viável em termos de radiação solar incidente. A Figura 7 destaca a irradiação total (kWh.m²/dia) do Brasil em plano cuja inclinação é igual a latitude do local.

Para melhor aproveitamento da radiação solar ao longo do ano, os módulos fixos devem ser instalados para receber os raios solares perpendicularmente. Para instalações no hemisfério norte, a face do módulo deve estar orientada para o sul geográfico e, caso o local de instalação esteja no hemisfério sul, a superfície do módulo deve estar orientada para o norte geográfico (LOPES, 2013; SECUNDES, 2015).

Quanto ao parâmetro inclinação, o módulo deve ser colocado inclinado em relação ao plano horizontal, com um ângulo próximo ao da latitude do local de instalação. Em locais de baixa latitude, o mesmo deve ser instalado com uma

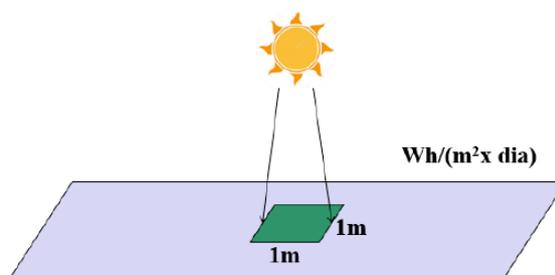
inclinação mínima de 10°, a fim de favorecer a autolimpeza pela água da chuva (CRESESB, 2004; SECUNDES, 2015).

2.3 IRRADIAÇÃO SOLAR

Indica a irradiância solar em um certo intervalo de tempo e tem como unidade de medida [Wh/m²].

Figura 8 - Medida de irradiação solar em períodos do dia

$$I_{rs} = 5 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia}$$
$$I_{rs} = 1825 \frac{kWh}{m^2 \cdot ano}$$



Fonte: Simioni, 2017.

Usualmente, essa grandeza é determinada em certos períodos nos mapas solarimétricos no plano horizontal. Desse modo, para fazer o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos residencial o mais aconselhado é empregar a radiação solar horizontal, visto que nas instalações em telhados, onde são fixados a maioria dos painéis nesse modo de geração, a inclinação já é pré-determinada e dificilmente pode-se otimizar a inclinação dos módulos, diferentemente do que acontece nas gerações de alta escala, em que há um estudo do local mais adequado e com radiação mais proveitosa.

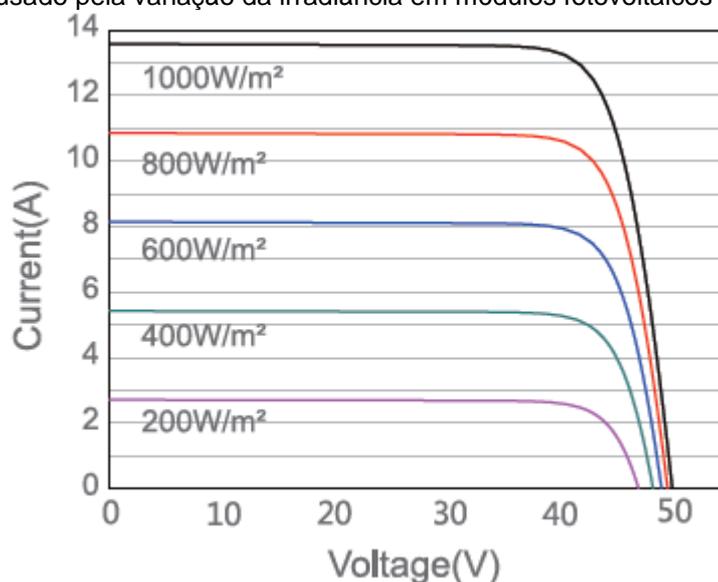
2.4 IRRADIÂNCIA SOLAR

Dada como a grandeza que mensura a radiação solar, a irradiância solar tem como sua unidade de medida [W/m²], ou seja, medida de densidade de potência (potência por área). Na superfície terrestre a irradiância equivale a 1000 W/m²,

podendo sofrer alterações ao longo do dia de acordo com as nuvens e a posição do sol.

A variação da irradiância solar incidente em um módulo fotovoltaico, mantendo-o em uma temperatura de 25 °C, afeta a sua curva de tensão e corrente, como ilustra a Figura 9, a qual apresenta segundo o fabricante JASOLAR, modelo JAM 72S30 555W, o desempenho do painel de acordo com valores de irradiância diferentes, na qual é possível observar que a corrente elétrica gerada diminui linearmente com a diminuição da irradiância solar incidente, enquanto a tensão diminui com menor intensidade (Pinho & Galdino, 2014).

Figura 9 - Efeito causado pela variação da irradiância em módulos fotovoltaicos sobre a curva



Fonte: JaSolar, 2021

Além disso, a escolha incorreta da inclinação do módulo fotovoltaico reduz a captação dos raios solares e compromete a produção de energia elétrica. E assim como foi apresentado na radiação, na irradiância solar o ângulo de inclinação que maximiza a geração de energia varia com a época do ano e com a latitude onde o sistema será instalado. Porém, para manter o painel fixo durante todo o ano, o ideal seria que o ângulo que usualmente é considerado como ótimo seja igual à latitude do local, devendo estar orientado em direção à linha do equador. Essa recomendação visa aumentar a produção de um módulo com a posição fixa, pois, ao meio-dia solar, a massa de ar é menor, assim os raios incidentes mais intensos estão perpendiculares

ao plano óptico do módulo (Frontin *et al.*, 2017; Pinho & Galdino, 2014; Tolmasquim, 2016).

Conforme Kelly e Gibson (2009,2011), citados por Soteris (2016), em dias nublados a irradiação é majoritariamente difusa, portanto, a posição que maximiza o rendimento é na horizontal, sem inclinação. De acordo com Pinho e Galdino (2014), os módulos parcialmente sombreados perdem potência e podem causar danos ao sistema, pois a potência gerada que não é consumida pode ser dissipada nos pontos sombreados, mais a frente essa abordagem será apresentada.

2.5 TEMPERATURA

Um dos principais fatores de perda mais representativos e que influencia a eficiência em tempo real durante a operação é o efeito da temperatura de operação na eficiência elétrica real. Desse modo, a temperatura de operação das células desempenha um papel importante na eficiência de conversão à medida que ela interfere nas características elétricas dos semicondutores e integrantes da célula.

A temperatura de operação das células fotovoltaicas exerce uma função central na eficiência de conversão à medida que afeta as propriedades elétricas dos semicondutores e componentes das células. Lembrando que, a temperatura de operação sempre será maior que a temperatura do ambiente devido aos fenômenos de troca térmica entre os módulos, seus componentes e o ambiente. Devido a isso, a relação de dependência e a predição da temperatura tem recebido atenção considerável da comunidade científica, conforme investigado por SKOPLAKI *et al.* (2008), SINGH & RAVINDRA (2012), SKOPLAKI & PALLYVOS (2008), SKOPLAKI & PAYVOS (2009), KURTZ *et al.* (2011), ROMARY *et al.* (2011), HEIM (2011), GARCÍA & BALENZATEGUI (2004), CHANDER *et al.* (2015) e SHARMA & CHANDEL (2013).

A eficiência das células e módulos fotovoltaicos diminui com o aumento de temperatura. Esse efeito é mais expressivo em locais com alta temperatura ambiente, mas depende também de condições operacionais como a irradiância e o vento (SKOPLAKI *et al.*, 2008), (SINGH & RAVINDRA, 2012). Além das perdas de eficiência, altas temperaturas de operação influenciam na degradação das células fotovoltaicas SHARMA & CHANDEL (2013).

A temperatura de operação das células será sempre maior que a temperatura ambiente devido aos fenômenos de troca térmica entre os módulos, seus componentes e o ambiente.

A temperatura de operação depende de diversos fatores, dentre os quais destacam-se: os materiais constituintes dos módulos (semicondutores, células, camadas, encapsulante, dentre outros); a dissipação térmica para o ambiente; as propriedades de absorção das células; a temperatura normal de operação das células; as condições de instalação; e as condições ambientais (irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento) (GARCÍA & BALENZATEGUI, 2004). Dentre esses fatores, as propriedades térmicas dos materiais e as condições ambientais exercem grande influência na temperatura de operação à medida que parte da ineficiência da conversão da energia solar em eletricidade é transformada em calor, que deve ser dissipado (HERSCH, 1982). Dado o exposto, a velocidade do vento torna-se uma variável ambiental de grande relevância pois favorece a perda de calor por convecção.

Os efeitos físicos que a temperatura exerce sobre a eficiência de conversão são complexos, dentre os quais dois são mais expressivos: (1) o aumento da temperatura causa uma maior vibração da rede do semicondutor, o que interfere na passagem livre dos portadores de carga; e (2) a junção perde seu poder de separar as cargas. O primeiro efeito pode ocorrer a baixas temperaturas, enquanto o segundo ocorre apenas a temperaturas bastante elevadas (próximas a 300 °C) (HERSCH, 1982).

À vista disso, qualquer cálculo do módulo fotovoltaico ou da redução do sistema deve incluir o ajuste do efeito da temperatura. Dessa forma, quando a temperatura aumenta, o intervalo de banda do semicondutor encolhe, e a tensão de circuito aberto, V_{oc} , diminui conforme a dependência da temperatura de tensão da junção p – n observada no fator de diodo q/kT . As células fotovoltaicas, portanto, têm um coeficiente de temperatura negativo de tensão de circuito aberto. À medida que a temperatura sofre incremento, novamente o intervalo de banda do semicondutor intrínseco encolhe, significando que mais energia incidente é absorvida, porque uma porcentagem maior da luz incidente tem energia suficiente para elevar os portadores de carga da banda de valência para a banda de condução. As células fotovoltaicas têm um coeficiente positivo de temperatura do I_{sc} (CHIKATE E SADAWARTE, 2015).

Conforme exposto por SKOPLAKI et al. (2008), a temperatura de operação de uma célula fotovoltaica pode ser relacionada à influência sobre a eficiência elétrica através da corrente e da tensão, que representa a potência elétrica de acordo com a equação:

$$P_m = V_m i_m = V_{oc} i_{sc} FF$$

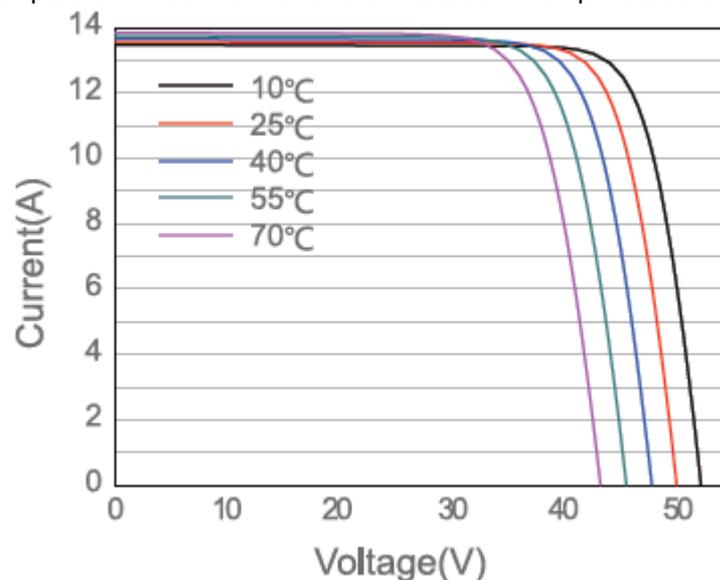
Onde P representa a potência, i a corrente elétrica e V a tensão na célula. O subscrito m refere-se à máxima potência que pode ser produzida em um módulo, enquanto oc e sc representam respectivamente os valores de circuito aberto (*open circuit*) e curto circuito (*short circuit*).

Este comportamento ocorre da mesma forma sobre a eficiência da célula ou módulo, que é definida pela Equação:

$$\eta_c = P * AG$$

Onde A representa a área de célula (ou módulo), G a irradiância e η_c a eficiência. Portanto, para produzir a máxima potência deve-se operar a célula em condições padrões de operação (STC) (SKOPLAKI et al., 2008).

Figura 10 - Curva típica de módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas de operação



Fonte: JaSolar, 2021.

O principal efeito do aumento da temperatura do módulo fotovoltaico é a tensão de circuito aberto ou a queda da tensão que diminui linearmente com a temperatura da célula, reduzindo assim sua eficiência. Pode-se verificar isso conforme a Figura 10, na qual de acordo com o mesmo fabricante citado anteriormente no capítulo da irradiância, JaSolar, a corrente de curto-circuito aumenta ligeiramente com o incremento da temperatura da célula, ou seja, quanto maior for a temperatura, menor será a eficiência das células e módulos fotovoltaicos, acredita-se que, segundo (PINHO & GALDINO, 2014; SOTERIS, 2016), um aumento de 50 °C na temperatura de funcionamento em um módulo de silício cristalino reduz a tensão em cerca de 15%, enquanto a corrente tem um acréscimo de apenas 0,1%.

2.6 SOMBREAMENTO

As instalações de sistemas fotovoltaicos em áreas urbanas estão frequentemente sujeitas a sombras, que muitas das vezes são projetadas por elementos circundantes, como edifícios, árvores, postes, torres e até mesmo a topografia da área. Em alguns casos, as sombras podem ser criadas por elementos da arquitetura do próprio estabelecimento ou até de módulos fotovoltaicos adjacentes.

Figura 11 - Painéis fotovoltaicos afetados pelo sombreamento



Fonte: Energia Fotovoltaica, 2018.

Sem mencionar as perdas causadas por incompatibilidades elétricas e pontos quentes, instalações fotovoltaicas sujeitas ao sombreamento experimentam uma redução no nível da energia radiante disponível na superfície dos módulos fotovoltaicos. Isso resulta em uma redução direta da energia elétrica gerada pelos mesmos.

Além daqueles, há outros tipos de sombreamentos, por exemplo, o sombreamento de borda que pode acontecer no campo fotovoltaico em razão da poeira acumulada no conjunto fotovoltaico inclinado. Isso acontece intensamente nas bordas inferiores dos painéis, causando outro tipo de redução. Ibrahim (2011), identificou redução gradual do rendimento de energia de 10% a 20% devido ao acúmulo de uma faixa de poluição permanente na borda da célula emoldurada. Reforçando que normalmente, os sistemas de alta escalas são instalados em lugares afastados de áreas urbanas, são feitas em campo aberto em sua maioria, onde o sombreamento é nulo ou dificilmente encontrado.

2.7 INCLINAÇÃO OU ÂNGULO DE INCIDÊNCIA SOLAR

Notadamente, o local que produz a maior quantidade de energia, certamente é o melhor ângulo de inclinação para qualquer que seja o painel fotovoltaico. Contudo, apesar de outros fatores também estar envolvidos, a latitude e a longitude são os principais pontos de referências.

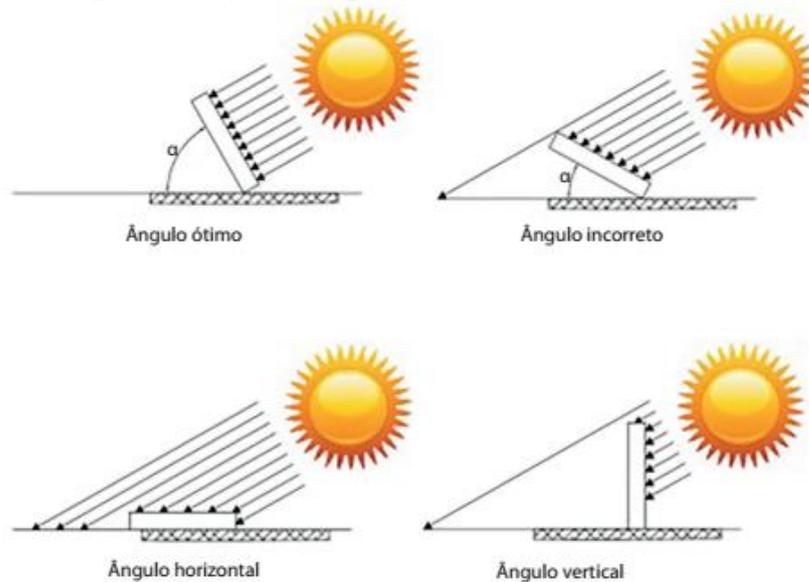
Sabe-se que o arco do sol varia com a época do ano, então, tipicamente, os ângulos de inclinação rasos produzem mais energia nos meses de verão, enquanto os ângulos mais íngremes produzem mais energia nos meses de inverno (GREGG *et al*, 2005).

Normalmente, o ângulo de inclinação ideal para alocar o módulo fotovoltaico varia com o clima, período de utilização, a latitude geográfica, ambiente e outros fatores atmosféricos, como, poeira e poluição (XU *et al*, 2017). No entanto, para um melhor aproveitamento, é importante que o módulo seja instalado segundo uma direção perpendicular aos raios solares que incidem sobre a sua superfície, ou seja, o ângulo formado entre a sua superfície e o plano horizontal deve variar tanto na direção longitudinal quanto na vertical, à medida que haja movimentação do sol. Porém, as instalações de baixa potência, como as residenciais, não utilizam destes sistemas e têm normalmente ângulos de inclinação constantes, o que provoca um baixa aproveitamento na geração de eletricidade.

Em aplicações fotovoltaicas em geral, constantemente os ângulos de incidência da radiação solar diferem consideravelmente da incidência normal, que é assumida em condições de teste padrão. Consequentemente, as perdas de reflexão

podem se tornar significativas no cálculo da geração de energia fotovoltaica. A importância deste efeito depende especialmente da orientação do módulo, bem como das características locais de latitude e clima (MARTIN E RUIZ, 2000). Na figura abaixo, está sendo representado um módulo fotovoltaico com diferentes inclinações.

Figura 12 - Tipos de angulação de incidência solar



Fonte: Soares, 2020.

2.8 RASTREADOR SOLAR

Os componentes fundamentais de um sistema fotovoltaico são as células solares conectadas aos painéis fotovoltaicos. Essas células são responsáveis por fazer a conversão da radiação solar diretamente em eletricidade. A eficiência dessa conversão está ligado intrinsecamente a radiação solar que atinge a superfície das células solares, da qualidade e do tipo de células, da temperatura, das ligações entre as células solares no módulo fotovoltaico e do casamento de impedâncias entre o módulo e as células (SEME *et al*, 2011).

Partindo-se do fato que o planeta Terra gira sobre seu eixo e orbita em torno do Sol, caso um módulo fotovoltaico permaneça inerte, isto é fixo, estático em uma posição em todo seu período de geração, a eficiência de absorção será relativamente menor em determinados momentos do dia e até mesmo do ano.

Assim sendo, afim de elevar a produtividade da geração centralizada, podem ser utilizados sistemas de rastreamento solar. Este sistema, também conhecido como

tracker, consiste em um mecanismo que permite o maior aproveitamento da irradiação incidente com o reposicionamento contínuo dos módulos na direção do sol. Isto é, um mecanismo de rastreamento que permite que, ao longo do dia, os módulos fotovoltaicos recebam a maior quantidade possível de irradiação através da variação de sua inclinação, mantendo sempre o painel perpendicular à incidência solar, assim como é mostrado na figura 13.

Figura 13 - Sistema de funcionamento de um tracker solar

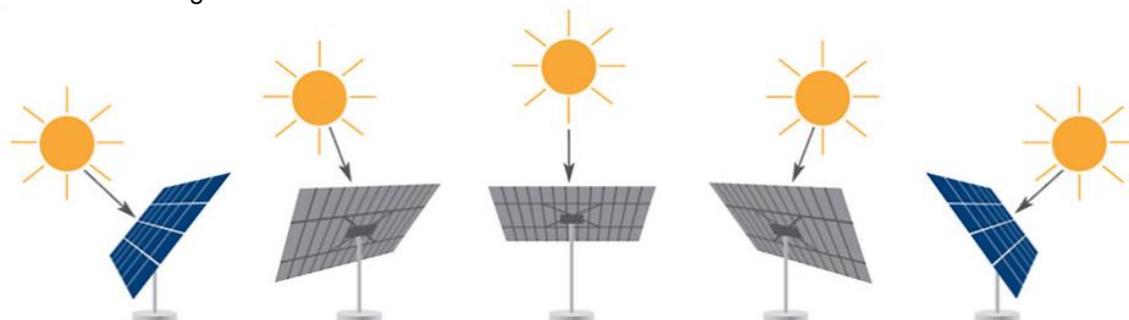


Figura 5: Fonte: Solar Motors, 2018

Dominantemente as condições atmosféricas é o fator principal para se obter o controle da radiação solar que incide sobre a superfície terrestre, por essa razão é fundamental ter o controle sobre a radiação (direta e difusa) que atinge a superfície das células solares e isso é proporcionado pelo uso do rastreamento solar (SEME *et al*, 2011, WU *et al*, 2016).

Resultados de experimentos mostram que a potência gerada em um sistema fotovoltaico que utiliza o rastreamento solar é no total aproximadamente 10% a 40% mais do que o sistema de ângulo fixo comumente utilizado. À vista disso, é evidente que essa potência de saída a mais contribui positivamente para o aumento da eficiência do sistema (CATARIUS E CHRISTINER, 2010, MUSTAFA *et al*, 2018).

Em sistemas que o rastreamento não foi adotado, o painel fotovoltaico ainda precisa ser alocado e orientado na posição ideal, ou seja, em um local livre de sombreamento a qualquer hora do dia, em que o melhor ângulo de inclinação seja encontrado baseando-se na localização geográfica do painel, isto significa, um ângulo de inclinação igual à latitude do local a ser instalado e voltado para o norte (CATARIUS E CHRISTINER, 2010).

A radiação direta em dias ensolarados é responsável pela principal contribuição da radiação total, e para que se tenha o maior aproveitamento delas é

necessário que os painéis estejam alinhados perpendicularmente aos raios solares, função essa que é executada pelo rastreador; mesmo que essa direção mude durante o dia, o rastreador, ainda assim, é considerado uma das principais ferramentas para se aumentar a geração de energia com alta eficiência e ter um ganho significativo de energia para o sistema (SEME *et al*, 2011, HOFFMANN *et al*, 2018, WU *et al*, 2016).

Os tipos de sistemas de rastreamento se ramificam na seguinte estrutura: rastreador de um eixo, dois eixos, controle em malha aberta ou controle em malha fechada, aqui abordaremos apenas os dois primeiros modos, visto que a unidade estudada nesse trabalho opera em uma delas.

2.8.1 Rastreio de 1 eixo

Os rastreadores de um único eixo, são menos complexos e possuem uma estrutura que gira ao redor de um único eixo de rastreamento. Neles existem inúmeras estratégias para o melhor posicionamento dos módulos em associação ao sistema de rotação de um eixo, tendo como exemplo o horizontal, vertical, inclinado, horizontal com inclinação dos módulos dentre outros.

Essa tecnologia aumenta o rendimento do sistema em até 34%, tendo como vantagem a instalação de fácil acessibilidade, design eficaz, pouca manutenção, custo benefício positivo, assim como menor sensibilidade do efeito fotovoltaico à poeira depositada na superfície em virtude do melhor ângulo de incidência da radiação solar.

Figura 14 - Painel com rastreio de 1 eixo



Fonte: Disponível em: <https://www.dlupal.com/pt/download-e-informacao/referencias/projetos-de-clientes/00121>. Acesso em: 19 out. 2022.

2.8.2 Rastreo de 2 eixos

Os sistemas de rastreamento com dois eixos, proporcionam um posicionamento minucioso do sistema em relação a movimentação solar.

Conforme apresentado na figura 15, um sistema com dois eixos possui uma vantagem absurda tendo eficácia em qualquer estação do ano, pois condiciona o sentido dos coletores perpendiculares à radiação solar (REIS, 2017).

Figura 15 - Painéis com rastreo de 2 eixos



Fonte: Painéis com rastreo. Disponível em: <https://www.energiasolarshop.com.br/post/sem-sombras-usinas-com-rastreadores-de-dois-eixos-ficam-mais-eficientes>. Acesso em: 19 out. 2022.

2.8.3 Avaliação Comparativa do desempenho do sistema fotovoltaico com rastreador e Sistema fotovoltaico fixo

Estudos realizados pelo estudante Diego Berwanger, aluno de pós-graduação do curso para Engenharia de Energia em Agricultura, na cidade de Cascavel analisam desempenhos de sistemas fotovoltaicos com rastreador de um eixo e sistemas fotovoltaicos com módulos fixos. Assim sendo, de acordo com os dados gerados pela pesquisa desenvolvida foram calculadas as médias de geração diária dos sistemas. A partir desses dados coletados, foram gerados valores do desvio padrão e coeficiente de variação para cada média.

No período de 1 mês dentro de um mesmo ano, o sistema com rastreador gerou 42060 Wh de energia, enquanto que o fixo produziu apenas 21810 Wh. A seguir será apresentado uma tabela comparativa de ambas gerações feitas.

Tabela 1 - Geração de energia no sistema fotovoltaico com rastreador de um eixo e no sistema fixo.

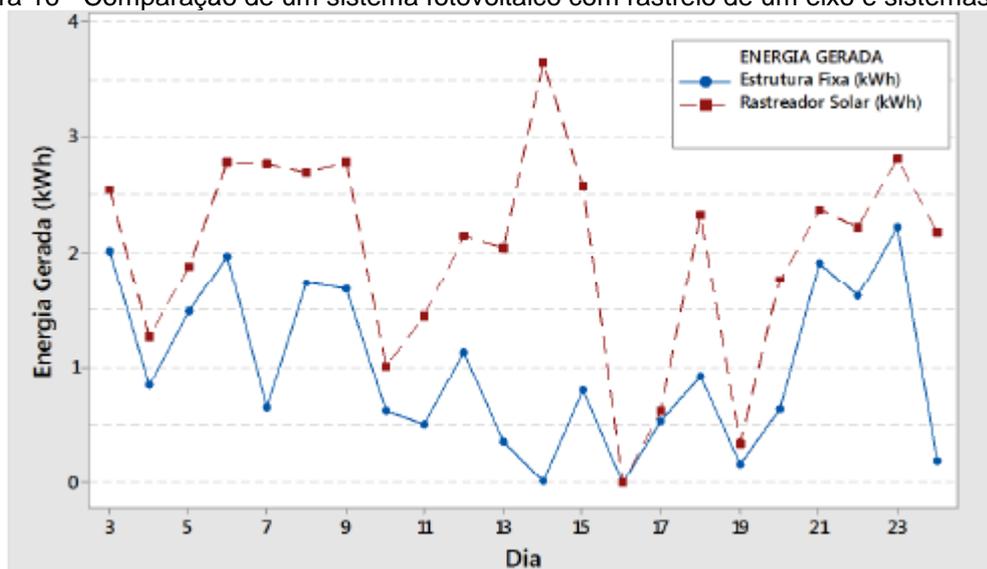
	Sistema Fotovoltaico Fixo	Sistema Fotovoltaico com Rastreador de Um Eixo
DATA	Energia Gerada (Wh)	Energia Gerada (Wh)
03/02/2019	2010	2550
04/02/2019	850	1260
05/02/2019	1490	1880
06/02/2019	1970	2790
07/02/2019	650	2770
08/02/2019	1740	2690
09/02/2019	1670	2780
10/02/2019	630	1010
11/02/2019	500	1440
12/02/2019	1130	2150
13/02/2019	360	2040
14/02/2019	20	3640
15/02/2019	800	2580
16/02/2019	0	0
17/02/2019	530	0620
18/02/2019	920	2320
19/02/2019	160	0350
20/02/2019	640	1770
21/02/2019	1910	2370
22/02/2019	1610	2230
23/02/2019	2220	2820
Média	1040	2000
Desvio Padrão	0,702718192	0,926121714
Coefficiente Variação	0,676619992	0,462400285

Fonte: Berwanger, 2019.

Ao analisar a Tabela 1, observa-se que o sistema fotovoltaico com rastreador de um eixo apresentou um coeficiente de variação menor que o sistema fotovoltaico fixo, corroborando que os resultados alcançados com o rastreador de um eixo possuem maior confiabilidade do que os resultados do fixo.

Além disso, a partir da coleta de dados realizados por Berwanger, obteve-se a geração de energia elétrica no Sistema Fotovoltaico com Rastreador de um eixo e a energia produzida pelo fixo. A figura 16 traz a comparação entre esses dois tipos de geração.

Figura 16 - Comparação de um sistema fotovoltaico com rastreo de um eixo e sistemas fixos



Fonte: Berwanger, 2019.

Em posse dessas informações, é importante destacar que, Berwanger observou e concluiu que em dias chuvosos, ocorreu uma geração muito pequena em ambos os sistemas fotovoltaicos, como apresentado no dia 13. Percebe-se também que, média a geração de energia no sistema com rastreador foi de 2360 Wh, enquanto que na fixa esse valor da média atingiu 2040 Wh. Portanto, identificou-se que em momentos com condições climáticas adversas, como dias nublados e chuvosos, o aumento na geração do sistema com rastreador em relação ao fixo costuma ser pequeno, na ordem de aproximadamente 15%.

Por outro lado, observou-se que em dias de sol pleno, sem nuvens, a geração no sistema com rastreo pode ser até 30% maior que no Fixo, como identificado no dia 23 de fevereiro de 2019, quando a geração no sistema com rastreador foi de 2.820 Wh enquanto no SFV Fixo foi de 2.220 Wh. Neste dado dia, o sistema com rastreador gerou 600Wh a mais que o fixo, representando um aumento de 27,03% na produção de energia.

Em síntese, ainda na perspectiva do estudo de Berwanger, constatou-se que o sistema fotovoltaico com rastreo apresentou um custo relativamente baixo se comparado com o valor do sistema fotovoltaico como um todo, isto é, incluindo painéis, inversores, matérias elétricos, projeto e instalação.

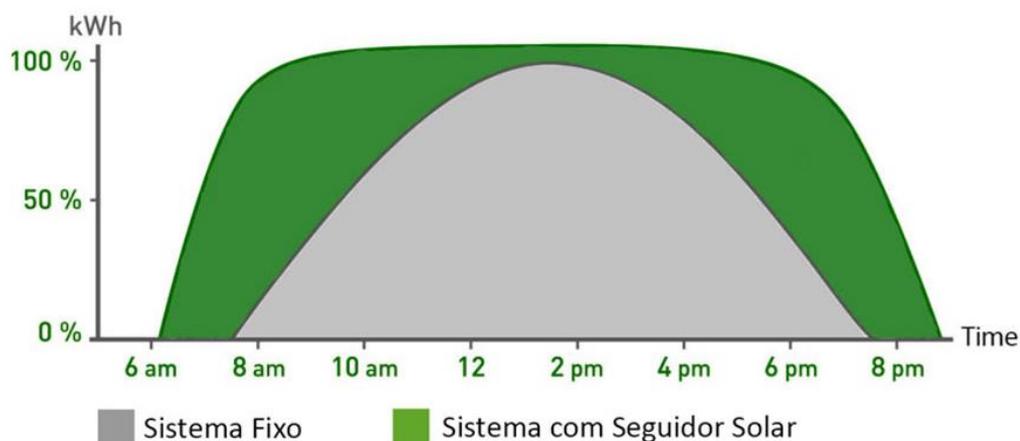
Desse modo, em dias de sol, a geração com rastreo atingiu valores de até 30% a mais do que a geração no painel fixo, todavia, em dias chuvosos e nublados o

incremento na geração com rastreador foi inferior a 15%, com exceção de alguns dias em que essa diferença registrada foi de 90 Wh, o que representa 16,98% a mais de geração, visto que a fixa registrou 530 Wh de geração, enquanto que a com rastreo foi de 620 Wh.

Vale ressaltar também que Dracena conta com uma tecnologia arrojada, o conjunto de usinas dispõe do uso de módulos fotovoltaicos de rastreo em um eixo, o qual funciona com um eixo livre de rotação, que é instalado em uma estrutura própria para esse modelo. Durante intervalos pré-determinados, eles mudam de posição buscando a melhor incidência solar para captação da luz.

Sendo assim, comprovadamente, sistemas como o de Dracena, compostos por seguidores solares geram mais energia que sistemas fixos. Isso ocorre devido ao aumento da exposição direta aos raios solares. Abaixo será apresentado um gráfico mostrando a discrepância entre esses dois estilos de geração

Figura 17 - Diferença de um sistema fixo (cinza) e um rastreo de 2 eixos (verde)



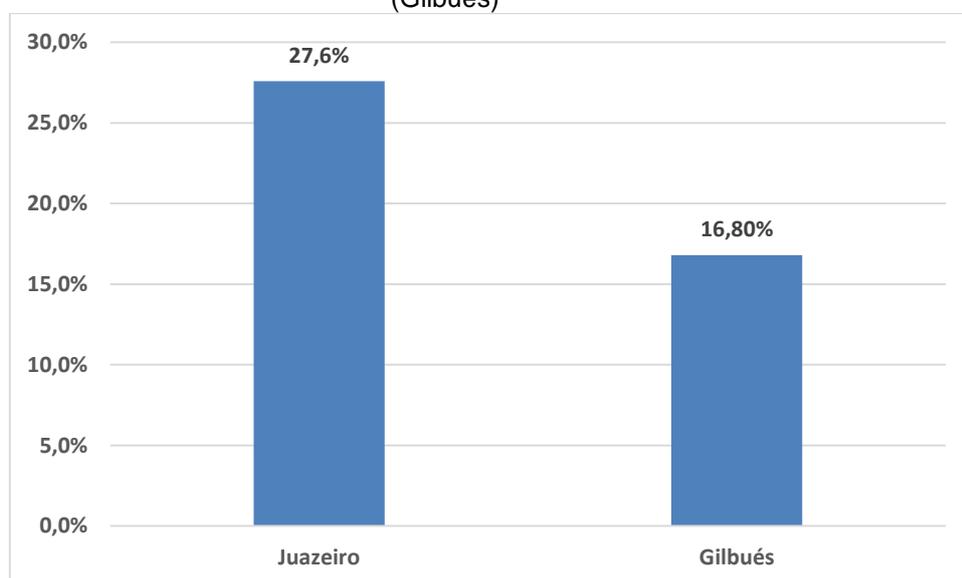
Fonte: VALLDOREIX GREENPOWER.

Um aspecto muito importante a destacar é que, no uso do sistema de rastreo, não só a produção de energia aumenta, mas também há a melhora da forma como essa potência é entregue. Na figura acima, por exemplo, é representada essa diferença, a curva em cinza é usada para mostrar a evolução da produção de energia ao longo do dia, que aumenta progressivamente até chegar ao meio-dia e volta a decair nas horas subsequentes. Já a curva verde, exibe a potência máxima sendo atingida logo nas primeiras horas da manhã e essa produção é mantida até o final da tarde. Lembrando que esse ganho pode chegar a alcançar valores de 25% a 45%, em

casos mais críticos, da energia gerada. Além disso, os avanços na tecnologia e confiabilidade em eletrônica e mecânica reduziram drasticamente as preocupações de manutenção de longo prazo para sistemas de rastreamento.

Posto isso, analisando dados reais de usinas interligadas ao SIN, que serão mostradas mais adiante no Boletim da Tabela 03, foi elaborada a Figura 18 contrapondo a diferença das gerações que utilizam rastreo em 1 eixo (Juazeiro) e uma que utiliza painéis no modo eixo fixo (Gilbués), visto que as duas cidades analisadas apresentam valores de irradiação média bem próximos.

Figura 18 - Fator de capacidade da usina no SIN com rastreo 1 eixo (Juazeiro) e com eixo fixo (Gilbués)



Fonte: ONS, 2021

À vista disso, denota-se que as instalações que utilizam painéis com rastreo de pelo menos 1 eixo possuem fator de capacidade maior se comparadas ao painel fixo, fato esse que justifica a vantagem e a melhoria na geração de eletricidade usando essa tecnologia. Sem mencionar o benefício da produção em grandes escalas, as quais otimizam o custo das manutenções, instalações e operação do sistema, visto que atualmente uma das grandes questões ligadas à produção em massa é a padronização do fluxo de trabalho e do produto, isto é, desenvolver um volume maior de energia garantindo disponibilidade em estoque. Isto significa a redução de custos de insumos e infraestrutura, já que a aquisição de insumos em maior quantidade resulta na redução do investimento.

2.9 SUJIDADE

Sabe-se que a sujeira encontrada na superfície dos módulos fotovoltaicos impacta diretamente a geração energética, visto que ela leva a uma redução da irradiação solar absorvida pelas células que compõem o módulo fotovoltaico, podendo em casos extremos causar sombreamento parcial, pontos quentes e, conseqüentemente, um estresse térmico nas células que pode ocasionar um desenvolvimento de microfissuras dos módulos.

Os fatores que contribuem para essa taxa de deposição de sujeira nas instalações fotovoltaicas variam de acordo com os elementos que compõem o ambiente, tais como o tipo de solo, a incidência de ventos e chuvas, a umidade relativa, a vegetação e a fauna próxima, além da proximidade de regiões com alta circulação de automóveis ou áreas industrializadas, as quais possuem um índice de poluição mais elevado que áreas mais afastadas dos grandes centros urbanos.

O aparecimento de sujeira está diretamente atrelado à redução da irradiância recebida pelos módulos. A sujeira pode ainda ocasionar o superaquecimento das células, caso for depositada de maneira concentrada em determinados pontos, impactando assim, o desempenho da geração fotovoltaica, assim como a redução da vida útil do módulo e até causar incêndios em situações extremas.

Estudos de caso realizado por pesquisadores e estudantes da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), apontam que os módulos submetidos a condições de deposição de sujeira em sua superfície, apresentam um desempenho ruim se comparados aos que recebem limpeza com frequência regulada. Essa diferença pode atingir aproximadamente 20% de desvio em relação a sua potência nominal.

Além disso, para se garantir a eficiência dos módulos, maximizar a economia e retorno financeiro com o sistema, preservar a vida útil, além de evitar defeitos e perda de garantia é necessário que se faça com regularidade a manutenção e limpeza dos painéis fotovoltaicos, os quais possuem como maior contribuinte a poluição urbana, os excrementos das aves, fuligem que se acumulam durante as estações de seca, principalmente em regiões com baixo índice pluviométrico, como Cuiabá (PORTAL SOLAR,2020).

Frente a todos esses impactos desfavoráveis da sujeira dos módulos, é evidente que a limpeza deve ser realizada regularmente para que os sistemas não tenham sua vida útil prejudicada, restringida (YOITI SAKÔ, 2020).

É interessante ressaltar que em parques solares, onde os módulos fotovoltaicos são instalados, em sua grande maioria, na modalidade solo a facilidade na manutenção e limpeza dos painéis é maior se comparado aos instalados em telhados, visto todas as condições físicas trabalhosas de acesso ao sistema em alturas.

Figura 19 - Módulo fotovoltaico com impurezas



Fonte: Valadares (2019).

2.10 VENTO

O vento é um dos aspectos que possui grande influência na geração de energia e na fixação dos painéis solares, uma vez que os módulos que compõem um sistema fotovoltaico são planos e sem vazão, fazendo com que a força dos ventos projete um peso excessivo sobre elas, causando assim danos e comprometendo o funcionamento do sistema.

Apesar dos painéis serem equipamentos projetados para suportar intempéries e terem características seguras para resistir a eventos climáticos adversos, ainda assim, na maioria dos casos em que o vento trouxe condições danosas ao sistema, o fator ocasionador desse fato foi o mal dimensionamento nas estruturas de fixação no telhado no qual os painéis foram instalados, vulnerabilizando sua resistência contra as ações da natureza.

No momento em que o vento passa no espaço entre os painéis e o telhado, ele gera uma pressão sobre esses módulos, que por sua vez sofrem uma elevação.

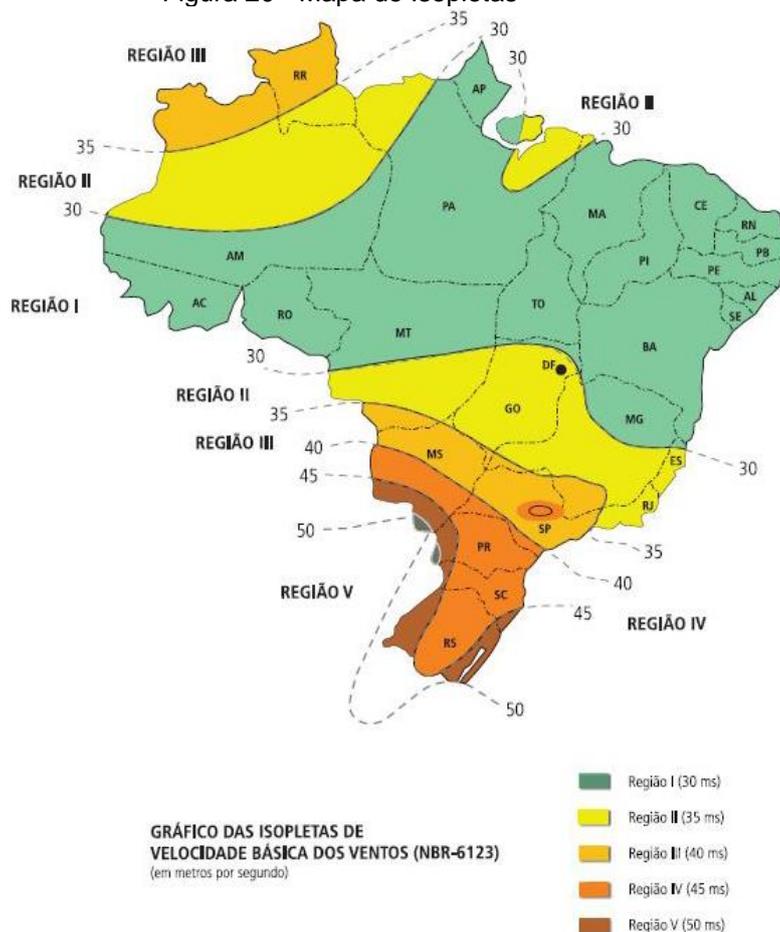
Esse evento pode ocasionar a retirada brusca dos painéis ou em casos mais rigorosos causar danos no próprio telhado. Posto isso, as estruturas que acomodam os módulos devem prever os túneis de vento suficientemente para sustentar fortes rajadas de ventos e tempestades.

Em áreas de alto risco, como em regiões propensas ou que já apresentaram surgimento de furacões ou tornados, precisam de cuidado redobrado para não danificar os telhados, dado que os ventos podem chegar até 300 quilômetros por hora.

A Norma 6123 – Forças devidas ao vento em edificações, da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), considera que os ventos básicos são definidos por regiões, considerando uma rajada de 3 segundos, ocorrida em média uma vez a cada 50 anos, a 10 metros do solo, em campo aberto e plano, podendo ser em qualquer direção. Assim sendo, a norma divide o território brasileiro em cinco faixas com diferentes velocidades e pressões de vento, são as isopletas (linha de igual velocidade básica do vento) (ANDRADE, 2021).

A seguir será apresentado um Mapa das Isopletas brasileiras, no qual é possível identificar essas regiões:

Figura 20 - Mapa de Isopletas



Fonte: Mapa de Isopletas. Disponível em: <https://casamansur.com.br/blog/2017/01/04/resistencia-vidro-laminado-e-temperado/>. Acesso 25 out. 2022.

Através do mapa é possível identificar que tanto a região sul do estado de Mato Grosso, quanto a região oeste do estado de São Paulo se encontram na mesma classificação, ambas em regiões onde a velocidade do vento é de aproximadamente 35/40 m/s.

3 ESTUDO COMPARATIVO DA EFICIÊNCIA EM UMA UNIDADE DE CONSUMO RESIDENCIAL E OUTRA INTERLIGADA AO SIN

Existem vários parâmetros para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico, como rendimento específico, fator de utilização da capacidade, índice de desempenho, entre outros. Os dois primeiros são parâmetros comumente relatados nas folhas de desempenho da planta (KHALID *et al*, 2016).

O rendimento final (ou específico), que corresponde ao parâmetro usado nesse trabalho para comparação da eficiência, é um indicador importante para o desempenho de um sistema fotovoltaico. É definido como a razão entre a energia final produzida do sistema (kWh) e a do seu valor nominal de potência (kW) (KHALID *et al*, 2016).

Destarte, neste capítulo serão apresentados dois sistemas fotovoltaicos com diferentes escalas de gerações, no primeiro momento será exposto uma usina de alta potência conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), localizada na cidade de Dracena, no estado de São Paulo. Em segundo lugar, será apresentado gerações de baixa potência residenciais, localizadas em Cuiabá e conectadas na rede da concessionária local do estado de Mato Grosso, a ENERGISA. Destaca-se também que a escolha dessas duas cidades se deu devido ao fato da semelhança em termo da radiação, condições de vento e temperatura dessas duas regiões.

Diante do exposto acima, para se verificar a eficiência desses dois sistemas, serão apresentados gráficos, dados e informações necessárias para se ter um panorama geral dos dois casos citados acima, como a capacidade e evolução da carga instalada, geração média anual, irradiação local, assim como o fator de capacidade de ambos os sistemas.

Tais informações serão fundamentais para se concluir qual dos sistemas instaurados possui um maior eficiência na produção de eletricidade.

3.1 EFICIÊNCIA NA UNIDADE DE CONSUMO INTERLIGADA AO SIN – DRACENA

Dracena I, II e IV são três centrais solares fotovoltaicas de 30 MWp cada (90 MWp no total) localizadas no território do município de Dracena, na Região Metropolitana de Presidente Prudente, no estado de São Paulo, Brasil.

Em Dracena, a instalação é de aproximadamente 250 mil painéis fotovoltaicos, que cobrem uma área de 160 hectares, além disso, esse sistema foi projetado para fornecer energia a mais de 80 mil lares brasileiros.

Para a viabilização do projeto, a Total Eren, empresa francesa responsável pela construção, operação, manutenção e monitoramento da usina iniciou as obras por volta de 2018 e os parques solares inauguraram sua operação no final do primeiro

semestre de 2019 ainda como teste e no mês subsequente passou a ter sua atuação final para comercialização.

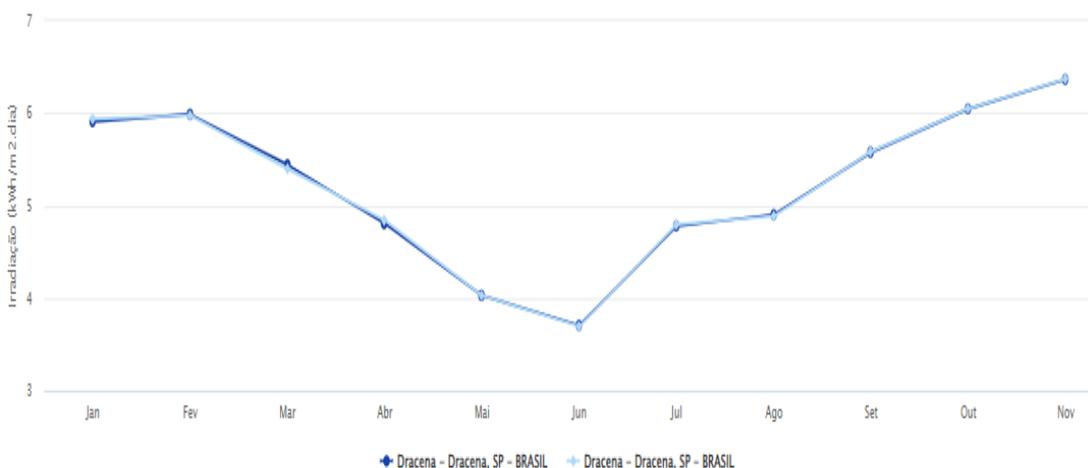
Figura 21 - Conjunto fotovoltaico de Dracena I, II e IV



Foto: Francisco Torturello OCNET. COM. BR

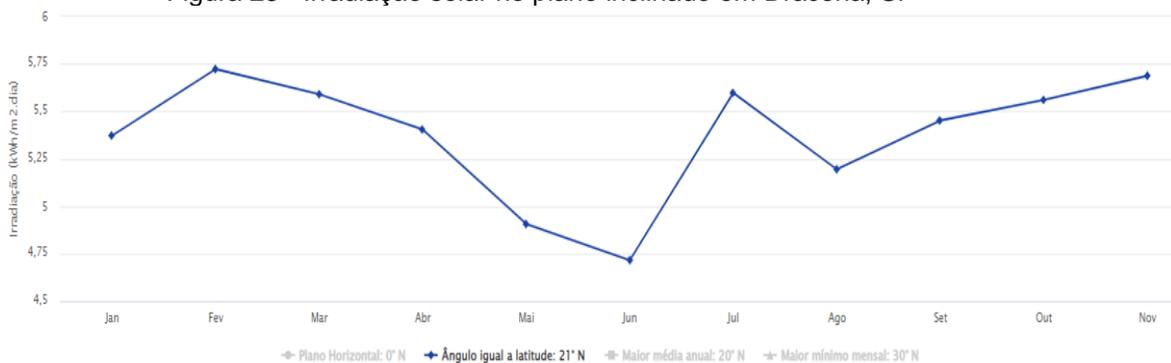
De acordo com o CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito), a cidade de Dracena, coordenadas $21^{\circ}27'41.24''S$ $51^{\circ}35'37.23''O$, possui uma irradiação média de $5,12 \text{ kWh/ m}^2.\text{dia}$ no plano horizontal, conforme a figura 8, e irradiação média de $5,34 \text{ kWh/ m}^2.\text{dia}$ para orientação norte e ângulo de inclinação de 21° (ângulo de maior média mensal) tal como pode ser visto na figura 19 e tabela 2.

Figura 22 - Irradiação solar no plano horizontal para as localidades mais próximas



Fonte: CRESESB, 2022

Figura 23 - Irradiação solar no plano inclinado em Dracena, SP



Fonte: CRESESB, 2022

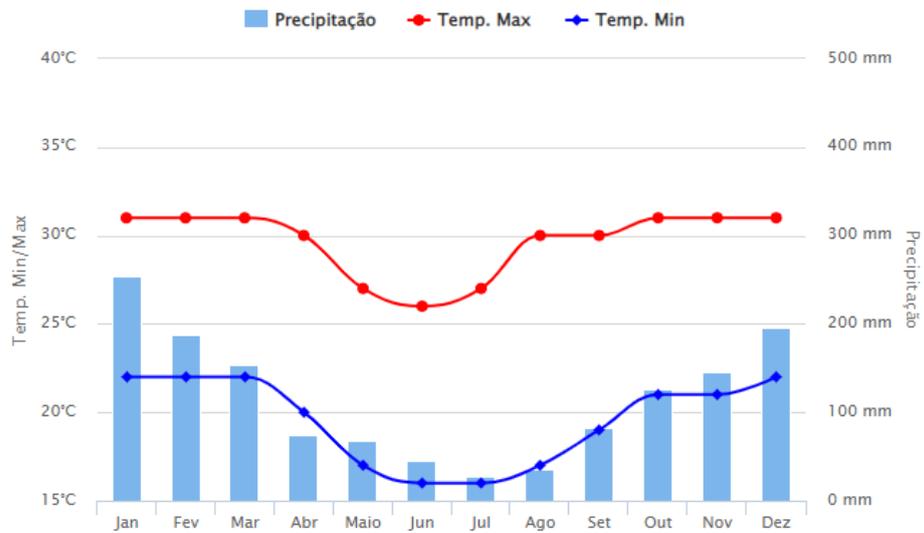
Tabela 2 - Irradiação solar média no plano horizontal e inclinado em Dracena, SP

ÂNGULO	INCLINAÇÃO	IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA MENSAL [kWh/ m².dia]												MÉDIA
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
PLANO HORIZONTAL	0° N	5,91	5,99	5,44	4,81	4,03	3,71	3,88	4,78	4,9	5,58	6,05	6,4	5,12
ÂNGULO IGUAL A LATITUDE	21° N	5,37	5,72	5,59	5,4	4,91	4,72	4,85	5,6	5,19	5,45	5,56	5,7	5,34
MAIOR MÉDIA ANUAL	20° N	5,41	5,75	5,6	5,39	4,88	4,68	4,82	5,57	5,19	5,47	5,59	5,7	5,34
MAIOR MÍNIMO MENSAL	30° N	5,01	5,45	5,48	5,49	5,13	5	5,12	5,77	5,19	5,24	5,2	5,3	5,38

Fonte: CRESESB, 2022

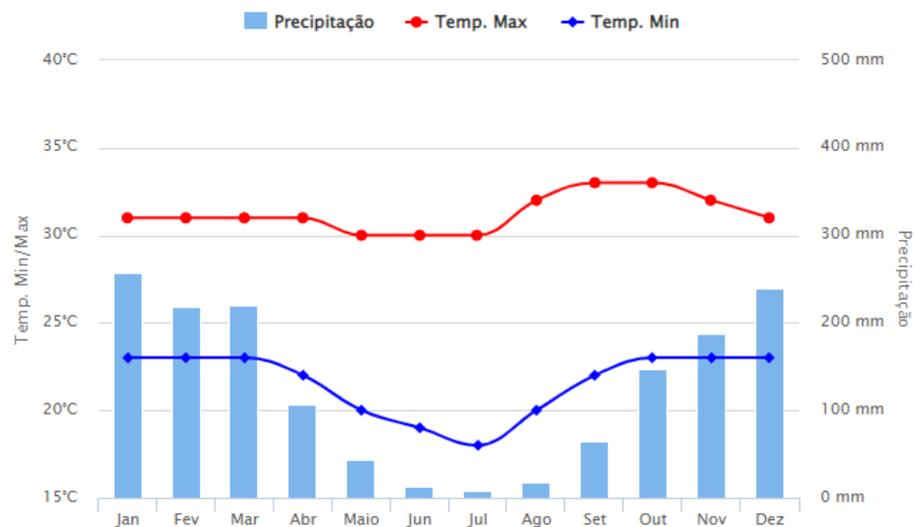
Abaixo são apresentados dados de Dracena e Cuiabá, respectivamente, que representam o comportamento da temperatura ao longo do ano de 2022.

Figura 24 - Temperatura máxima e mínima - Dracena



Fonte: Clima Tempo, 2022

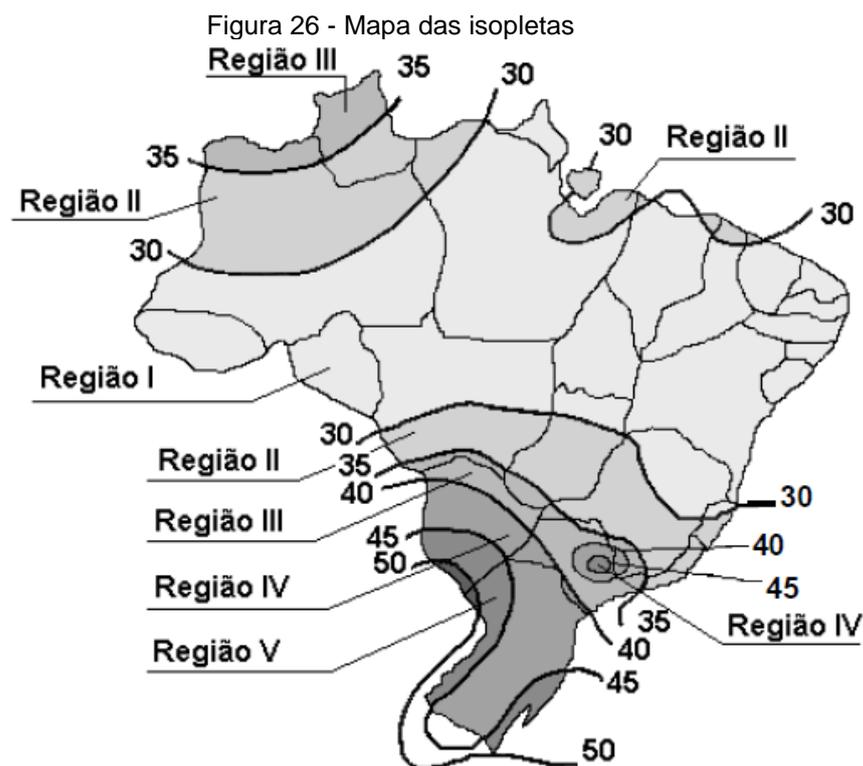
Figura 25 - Temperatura máxima e mínima - Cuiabá



Fonte: Clima Tempo, 2022

De acordo com o exposto, verifica-se que as condições de temperatura que Cuiabá e Dracena estão submetidas são levemente semelhantes, contudo é válido observar que Cuiabá na maior parte do tempo mantém temperaturas elevadas.

Assim, como apresentado anteriormente, no Capítulo 2, as duas cidades também se localizam em regiões no mapa das isopletas, com velocidades de vento por volta dos 35 e 40 m/s, ou seja, bem semelhantes.



Fonte: Dias, 2022

Nesse sentido, agora analisando um outro parâmetro, segundo o último boletim mensal de geração solar fotovoltaica divulgado pela ONS, no mês de agosto do ano de 2021, as informações abaixo apresentadas, grifado em azul, são dados da usina solar do município de Dracena, São Paulo, como, sua Geração Média, Fator de Capacidade verificado e previsto, Potência Nominal, Garantia Física e Início de Operação.

Tabela 3 - Boletim de geração mensal

Estrutura	Geração Média (MWmed) ⁽¹⁾				Fator Cap. Verificado (%) ⁽¹⁾⁽²⁾				Potência Nominal (MW) ⁽³⁾	Garantia Física (MW) ⁽⁴⁾	Fator Cap. Previsto (%) ⁽⁵⁾	Início da Operação ⁽⁶⁾
	2020	Últ. 12 Meses	2021	Mês Atual	2020	Últ. 12 Meses	2021	Mês Atual				
Rast. 1 eixo	16,2	14,9	14,5	11,3	26,9%	24,8%	24,1%	18,8%	60	17,40	29,0%	18/05/2017
Rast. 1 eixo	26,3	25,0	24,4	15,9	27,8%	26,4%	25,8%	16,8%	94,64	30,00	31,7%	01/11/2019
Rast. 1 eixo	9,9	10,1	10,1	6,8	24,8%	25,3%	25,2%	16,9%	40	10,00	25,0%	12/05/2018
Rast. 1 eixo	16,9	16,0	15,3	10,5	28,2%	26,7%	25,6%	17,6%	60	16,80	28,0%	18/04/2017
Rast. 1 eixo	15,2	14,9	14,4	9,2	28,2%	27,6%	26,6%	17,0%	54	16,00	29,6%	08/11/2018
Rast. 1 eixo	33,9	34,3	33,1	31,1	28,2%	28,5%	27,6%	25,9%	120	34,80	29,0%	12/12/2018
Rast. 1 eixo	18,9	16,3	16,4	13,4	24,4%	21,1%	21,2%	17,3%	77,40	24,50	31,7%	01/03/2018
Rast. 1 eixo	51,3	51,2	49,8	33,9	26,2%	26,1%	25,4%	17,3%	196	58,80	30,0%	03/06/2017
Fixa	-	1,7	2,5	19,4	-	17,6%	17,6%	17,6%	286	-	-	20/08/2021
Rast. 1 eixo	17,3	18,4	17,8	20,4	21,4%	22,7%	22,0%	25,2%	81	16,20	20,0%	15/02/2019
Rast. 1 eixo	33,7	33,2	32,9	28,3	25,5%	25,1%	24,9%	21,5%	132	34,80	26,4%	28/11/2018
Fixa	15,3	18,8	18,6	18,8	24,0%	23,2%	22,9%	23,2%	81	20,90	25,8%	16/10/2018
Fixa	1,8	1,8	1,7	1,7	17,9%	17,7%	16,6%	17,4%	10	1,96	19,6%	01/09/2015
Rast. 1 eixo	-	2,8	4,2	15,9	-	24,3%	24,3%	25,3%	63	20,80	33,0%	26/06/2021
Fixa	49,2	80,1	96,5	116,4	10,6%	13,9%	16,8%	20,2%	575,73	187,40	32,6%	29/11/2019
Rast. 1 eixo	43,9	50,2	53,5	61,0	20,9%	23,9%	25,5%	29,1%	210,00	61,60	29,3%	01/12/2017
Rast. 1 eixo	9,8	19,8	29,8	50,2	-	-	-	27,0%	186,05	54,00	29,0%	15/04/2020
Rast. 1 eixo	8,2	8,2	8,0	8,2	27,2%	27,2%	26,7%	27,3%	30,00	9,20	30,7%	23/12/2017
Fixa	22,8	23,7	22,7	20,6	26,5%	27,5%	26,4%	24,0%	86,00	25,10	29,2%	01/12/2017
Fixa	29,5	32,8	32,6	35,9	22,4%	24,9%	24,7%	27,2%	132,00	34,00	25,8%	09/01/2019
Rast. 1 eixo	87,3	91,7	89,9	93,2	26,5%	27,9%	27,3%	28,3%	329,00	85,20	25,9%	18/08/2017
Fixa	35,0	34,4	32,2	34,1	24,1%	23,7%	22,2%	23,5%	145,12	35,80	24,7%	09/03/2019
Rast. 1 eixo	19,3	19,8	18,6	18,1	23,8%	24,4%	23,0%	22,4%	81,00	17,70	21,9%	06/07/2019
Fixa	29,0	30,9	30,8	31,3	19,3%	20,6%	20,5%	20,9%	150,00	29,50	19,7%	01/02/2018
-	390,5	441,2	466,2	493,0	20,4%	20,9%	21,9%	21,7%	2442,58	640,3	26,2%	-

Fonte: ONS, 2021

Diante do que foi apresentado na Tabela 3, tem-se as seguintes definições:

1. Potência instalada: Potência ativa homologada pela ANEEL, conforme estabelecido na Resolução Autorizativa da usina, ou outros atos regulatórios que alteram seu valor, em MW.

2. Fator de capacidade verificado: Relação entre a média da geração verificada em determinado período e a potência instalada, em %

3. Fator de capacidade previsto: Relação entre a garantia física atribuída à usina e sua potência instalada, em %.

Por esse motivo, a fim de avaliar a quantidade de energia que um módulo fotovoltaico pode produzir por dia, é necessário distinguir dois conceitos essenciais: o primeiro, refere-se à energia idealmente produzida pelo módulo, isto é, a energia teoricamente esperada e o segundo refere-se a energia efetivamente fornecida pelo gerador.

A energia idealmente produzida durante um dia por um painel é obtido através da expressão:

$$E_{ideal} = \Delta t * P_{m\acute{a}x}$$

Onde Δt é o intervalo de tempo considerado e $P_{m\acute{a}x}$ representa a potência máxima do módulo nas condições existentes de radiação solar incidente e de temperatura do módulo, no intervalo de tempo considerado. Para condições de funcionamento em que a temperatura e a radiação solar incidente sejam diferentes das referências STC, o rendimento η é determinado pela equação:

$$\eta = P_{m\acute{a}x} / P_{Pot\acute{e}ncia\ da\ radia\c{c}\~{o}\ incidente}$$

Em que a potência da radiação incidente representa a área ativa da célula fotovoltaica multiplicado pela irradiância da luz incidente nas condições STC ou simplesmente a geração (fornecida em geral pelo fabricante) que teoricamente o painel em condições ideais deveria produzir.

Analisando os dados apresentados de Dracena, do ano de 2020, percebe-se que a média anual de MWmed gerados foi de 19,3, com uma potência nominal (Potência instalada) de 81MW. Sendo assim, dividindo a potência instalada pela geração anual teremos o valor do fator de capacidade, também exposto na tabela acima:

Partindo-se da equação :

$$fc = Pot\acute{e}ncia\ nominal * Gera\c{c}\~{o}\ anual$$

Onde:

fc : Fator de Capacidade

$$fc = \frac{19,3 (Pot.nominal)}{81(Gera\c{c}\~{o}\ anual)} = 0,238 = 23,8\% \text{ de rendimento ou simplesmente}$$

fator de capacidade

Em 2021, a geração atinge o valor de 18,6 MWmed, portanto:

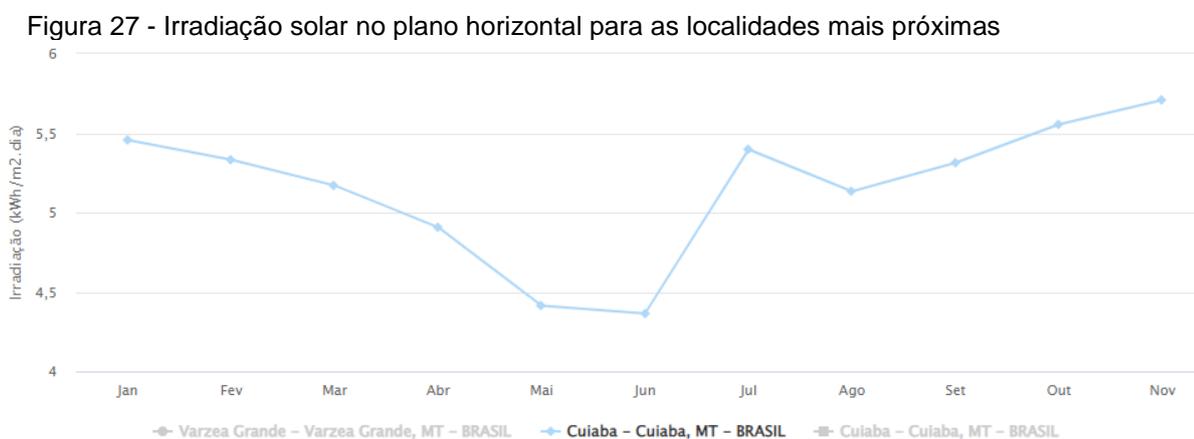
$$fc = \frac{18,6(Pot.nominal)}{81 (Gera\c{c}\~{o}\ anual)} = 0,229 = 22,9\% \text{ ou aproximadamente } 23\%.$$

Isto é, para cada uma unidade de instalação tem-se 23,8% e 23% de energia gerada, respectivamente.

3.2 UNIDADES DE CONSUMO RESIDENCIAL – CUIABÁ

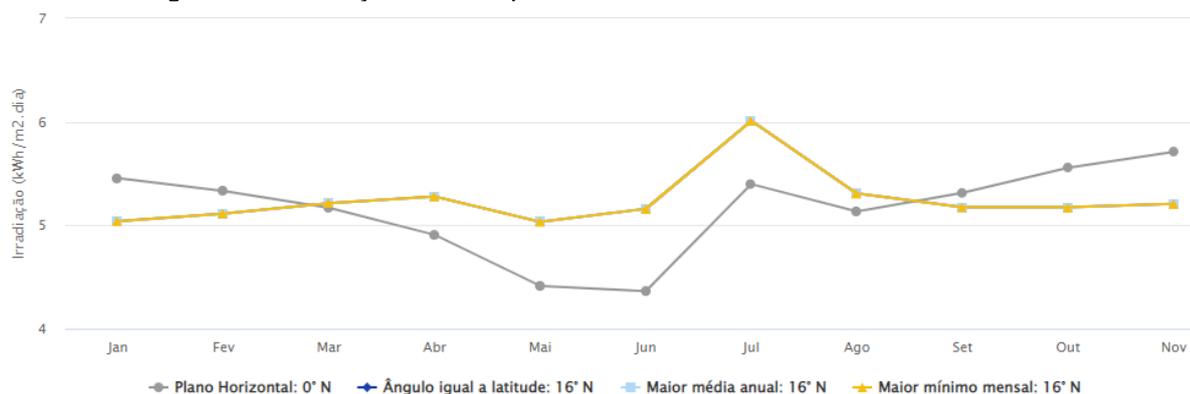
Nesse tópico será discorrido sobre seis casos de sistemas residenciais localizados na cidade de Cuiabá, Mato Grosso. Assim como em Dracena, nesses casos serão apresentadas todas as informações de geração, localidade, irradiação, eficiência, entre outros aspectos dessas usinas de baixa potência. Lembrando que, os sistemas abaixo utilizam módulos fixos, impossibilitando assim, que os painéis capturem durante todo o dia a melhor radiação ou uma alta luminosidade solar. Em segundo lugar, um dos casos apresenta sombreamento verificado sobre os painéis instalados, dificultando mais ainda a geração residencial.

Levando em consideração os dados apresentados no CRESESB a cidade de Cuiabá, coordenadas 15°35'56"S 56°6'1"O, possui uma irradiação média de 5,11 kWh/m².dia no plano horizontal, conforme figura 28, e irradiação média de 5,26 kWh/m².dia para orientação norte e ângulo de inclinação de 16° (ângulo de maior média mensal), como mostrado na figura 27 e tabela 4.



Fonte: CRESESB, 2022

Figura 28 - Irradiação solar no plano inclinado em Cuiabá - MT



Fonte: CRESESB, 2022

Tabela 4 - Irradiação solar média no plano horizontal e inclinado em Cuiabá, MT

ÂNGULO	INCLINAÇÃO	IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA MENSAL [kWh/ m².dia]												MÉDIA
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
PLANO HORIZONTAL	0° N	5,46	5,33	5,17	4,91	4,41	4,36	4,52	5,4	5,13	5,31	5,56	5,7	5,11
ÂNGULO IGUAL A LATITUDE	16° N	5,04	5,11	5,21	5,28	5,03	5,16	5,28	6,01	5,31	5,17	5,17	5,2	5,25
MAIOR MÉDIA ANUAL	16° N	5,04	5,11	5,21	5,28	5,03	5,16	5,28	6,01	5,31	5,17	5,17	5,2	5,25
MAIOR MÍNIMO MENSAL	16° N	5,04	5,11	5,21	5,28	5,03	5,16	5,28	6,01	5,31	5,17	5,17	5,2	5,25

Fonte: CRESESB, 2022

3.2.1 Caso 1

A primeira análise a ser feita refere-se a uma usina residencial instalada na cidade de Cuiabá, no bairro cidade alta. Serão apresentadas informações técnicas da sua geração, assim como fotos do terreno com vista superior dos painéis fotovoltaicos.

Possuindo por base as características fornecidas pelo aplicativo de monitoramento da usina de baixa potência do caso 01, tem-se, que tal sistema possui 6,16 MWh de produção anual, projetado em telhado residencial com ângulo de inclinação de 26° e geração de 5 kWp.

A estimativa de geração total foi projetada para gerar 700 kWh/mês, além disso, a estrutura conta com 14 painéis solares fotovoltaicos da Amerisolar, modelo fixo, de 400W e 1 inversor de 5 kW.

Será exibido também a geração dessa usina mês a mês em KWh, ao longo de 12 meses consecutivos, compreendidos entre os meses de dezembro do ano de 2021, até novembro de 2022.

Figura 29 - Telhado residencial em Cuiabá



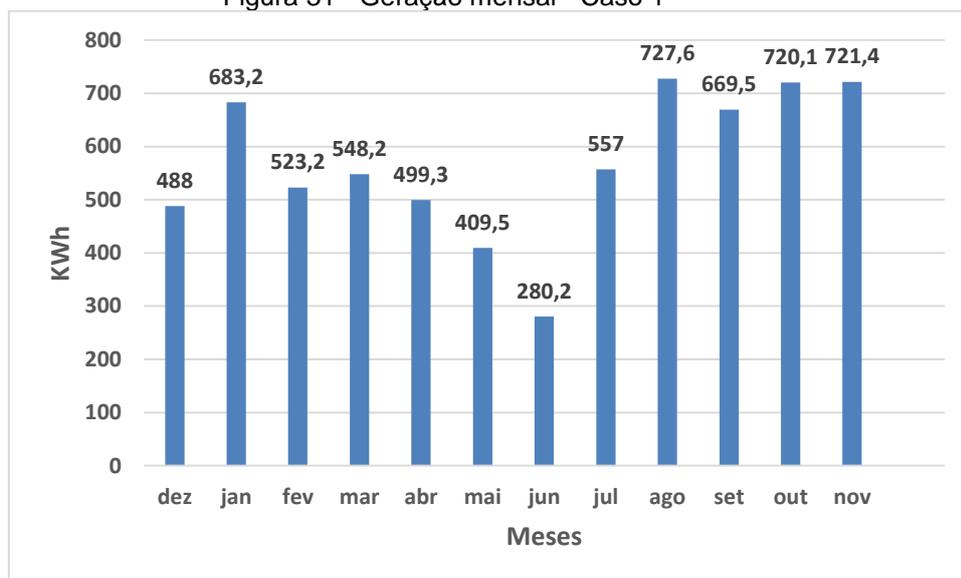
Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 30 - Sombreamento verificado sobre telhado residencial em Cuiabá



Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 31 - Geração mensal - Caso 1



Fonte: Próprio autor, 2022

Logo, partindo das informações do sistema, incluindo a potência dos módulos e a potência-pico total do sistema, que nada mais é que a potência individual de cada placa multiplicada pela quantidade delas, ou seja, o valor de potência máxima atingido nas condições ideais.

Potência total dos módulos instalados = Quantidade de módulos instalados * potência individual de cada módulo

Potência total dos módulos instalados = 14 (painéis solares) * 400 W = 5,6 KW de potência dos painéis

Por outro lado, tem-se, que:

6,16 MWh de geração anual, então para cada dia:

$$\text{Geração anual por dia} = \frac{6,16(\text{Ger. anual})}{365(\text{dias})} = 0,0168767 \text{ MWh/dia}$$

Ou

Geração anual por dia = 0,0168767 * 1000 = 16,8767 KWh/dia, sendo a potência registrada na saída do inversor

Para cada hora do dia, calcula-se:

$$\text{Geração (hora)} = \frac{16,8767 \left(\frac{\text{KWh}}{\text{dia}}\right)}{24 (\text{horas})} = 0,7031958 \text{ KW}$$

Levando-se em consideração, que a eficiência de um painel solar representa o seu potencial de conversão da luz solar em energia elétrica por metro quadrado ou a razão entre a potência gerada pela potência instalada.

Logo, pela óptica da eficiência:

$$\text{Eficiência} = \frac{\text{Geração por hora (KW)}}{\text{Potência total dos módulos instalados (KW)}}$$

$$\text{Eficiência} = \frac{0,7031958}{5,6} = 0,125571 = 12,5571\%$$

Portanto, considerando a capacidade instalada da planta, referenciada na média anual observada, é possível verificar que esta instalação residencial alcançou um fator de capacidade 12,5571%, ou seja, a média anual de utilização da capacidade instalada foi de apenas 12,5571%.

3.2.2 Caso 2

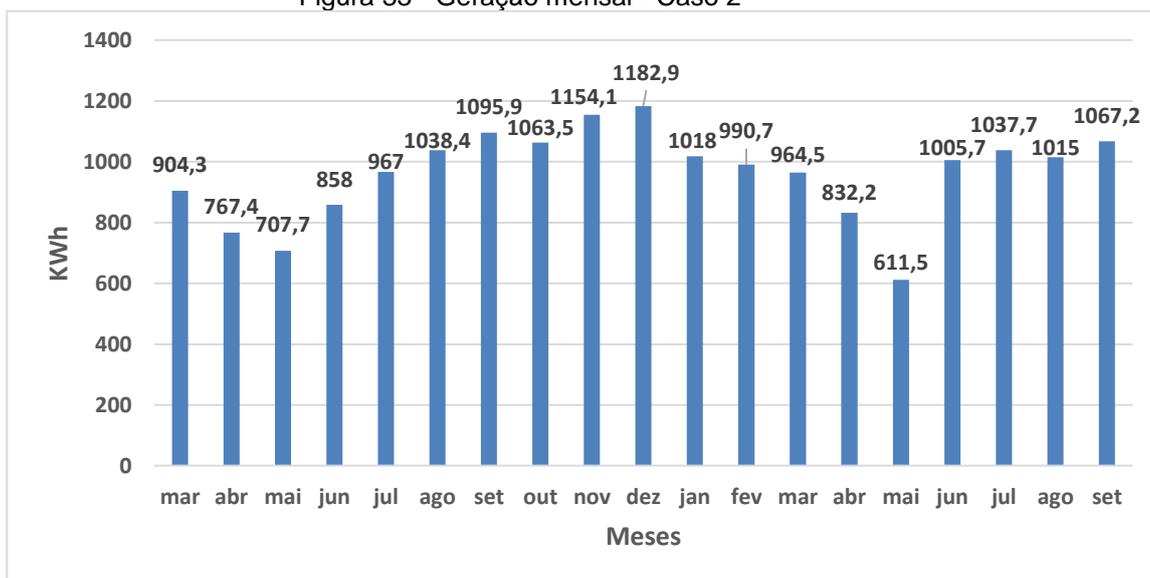
O caso a seguir é de uma usina residencial instalada no bairro Jardim Itália em Cuiabá, contudo, diferentemente do primeiro, o caso 2 não conta com problemas de sombreamento dos painéis e nem discrepância no ângulo de instalação. A geração conta com uma capacidade fotovoltaica de 8800 W, isto é, foram instalados 20 painéis solares de 440 W. Abaixo é apresentado uma imagem da instalação em telhado, assim como um gráfico com sua geração anual. A sua operação totaliza 19 meses de geração, entre os anos de 2021 e 2022, conseqüentemente, e será mostrado isso nos cálculos adiante.

Figura 32 - Geração residencial com vista superior



Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 33 - Geração mensal - Caso 2



Fonte: Próprio autor, 2022

Assim sendo, tem-se:

Capacidade instalada equivalente a 8800 W = 8,8 KW

Então, como geração total tem-se 19,9161 MWh para os 19 meses, isto é para cada dia:

$$\text{Geração anual por dia} = \frac{19,9161(\text{Ger.annual})}{610(\text{dias})} = 0,032649344 \text{ MWh/dia}$$

Ou

Geração anual por dia = 0,032649344 * 1000 = 32,649344 KWh/dia, sendo a potência registrada na saída do inversor

Para registrar essa geração em horas:

$$\text{Geração (hora)} = \frac{32,649344 \left(\frac{\text{KWh}}{\text{dia}}\right)}{24 (\text{horas})} = 1,36038933 \text{ KW}$$

$$\text{Eficiência} = \frac{1,3038933}{8,8} = 0,148169693 = 14,8169\%$$

Vale lembrar que essa instalação é composta por painéis de modelagem fixa, sem sinais de sombreamento.

3.2.3 Caso 3

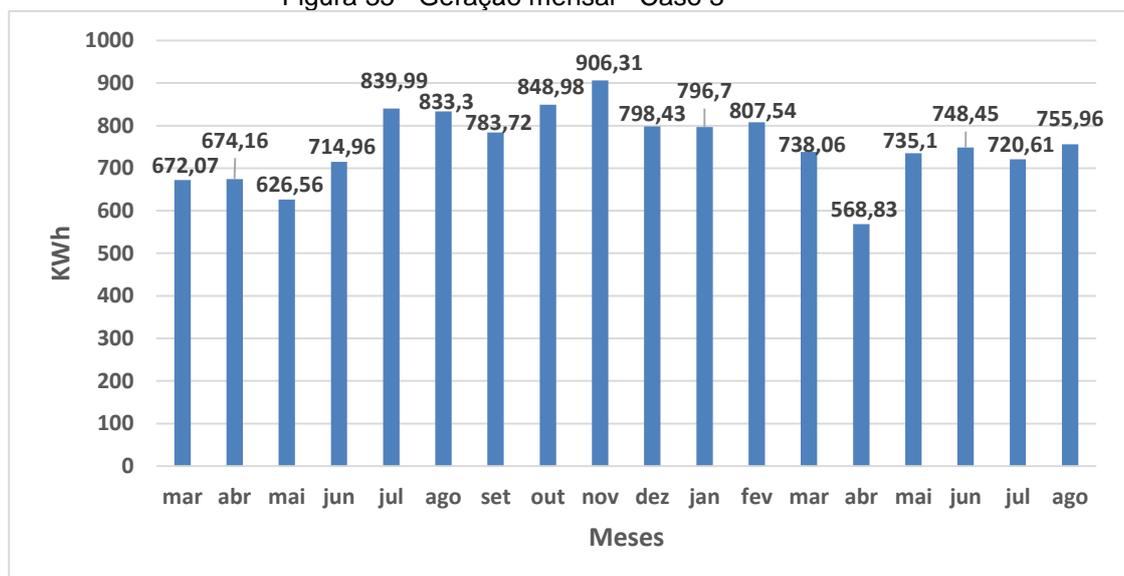
Caso localizado no bairro Santa Rosa, na cidade de Cuiabá, conta com uma capacidade total da string de 6,675 KWp e rendimento total da geração de 14.158,25 KWh. Sua instalação compreende 16 painéis solares fixos de 445 W sobre telhado e sua operação totalizam 18 meses, compreendidos entre o mês de maio do ano de 2021 até o mês de outubro do ano de 2022. A seguir será apresentado sua geração mensal ao longo daqueles meses.

Figura 34 - Ilustração da instalação residencial - Caso 3



Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 35 - Geração mensal - Caso 3



Fonte: Próprio autor, 2022

Portanto, tem-se pela equação:

Potência total dos módulos instalados = Quantidade de módulos instalados *
potência individual de cada módulo

$$16 \text{ painéis} * 445 \text{ W} = 7.120 \text{ W de potência ou } 7,120 \text{ KW}$$

Dessa maneira,

Geração anual por dia = 14,15825 MWh de geração para os 18 meses, então
para cada dia:

$$\text{Geração anual por dia} = \frac{14,15825(\text{Ger. anual})}{580(\text{dias})} = 0,02441077 \text{ MWh/dia}$$

Ou

Geração anual por dia = 0,024410775 * 1000 = 24,41077 KWh/dia, sendo a
potência registrada na saída do inversor

$$\text{Geração (hora)} = \frac{24,410775 \left(\frac{\text{KWh}}{\text{dia}}\right)}{24 \text{ (horas)}} = 1,0171156 \text{ KW}$$

$$\text{Eficiência} = \frac{1,0171156}{7,120} = 0,150443 = 15,0443\%$$

De acordo com o que foi mostrado acima, dentre toda energia que poderia ter sido gerada pela instalação, apenas 15,23768% está de fato sendo aproveitada. Salientando que essa instalação também não apresenta problemas com sombreamento.

3.2.4 Caso 4

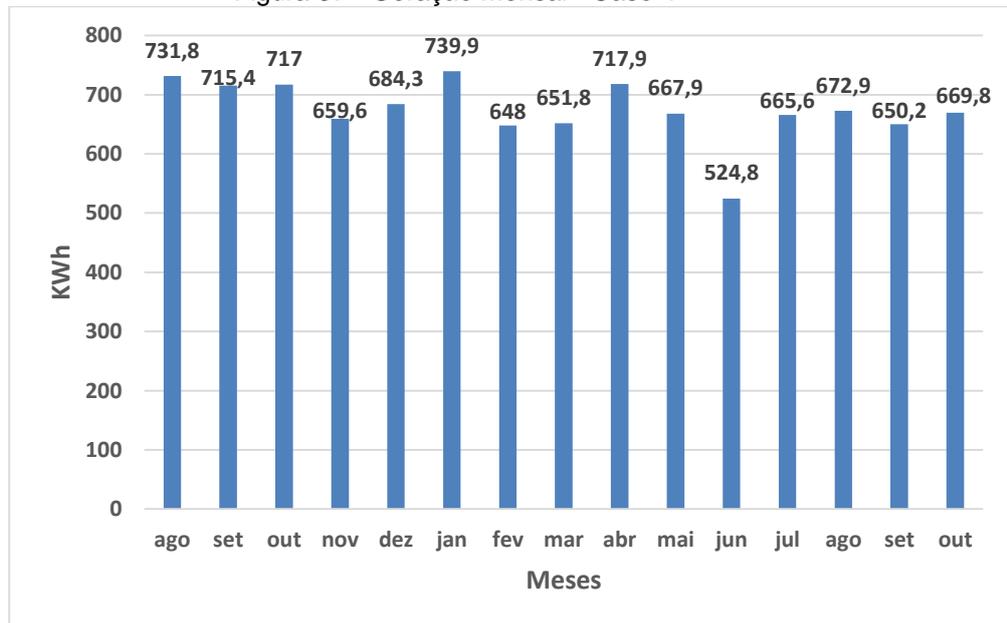
Usina fotovoltaica com geração instalada no bairro Jardim Europa, em Cuiabá. O sistema é constituído por 12 módulos fotovoltaicos de 450W. Possui uma média de geração total de 10,65 MWh. Abaixo será apresentado a instalação em telhado residencial, assim como sua geração mensal desde a data de início de operação, ou seja, agosto do ano de 2021 até o mês de outubro deste ano, contabilizando 15 meses.

Figura 36 - Instalação residencial - Caso 4



Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 37 - Geração mensal - Caso 4



Fonte: Próprio autor, 2022

Analisando a potência dos módulos, tem-se que:

Potência total dos módulos instalados = Quantidade de módulos instalados *
potência individual de cada módulo

$$\text{Potência total dos módulos instalados} = 12 * 450\text{W} = 5,4 \text{ KW}$$

Assim,

10,65 MWh de geração para os 14 meses, então para cada dia:

$$\text{Geração anual por dia} = \frac{10,65 (\text{Ger. anual})}{457(\text{dias})} = 0,023304157 \text{ MWh/dia}$$

Ou

Geração anual por dia = 0,023304157 * 1000 = 23,304157 KWh/dia, sendo a potência registrada na saída do inversor

$$\text{Geração (hora)} = \frac{23,304157 (\frac{\text{KWh}}{\text{dia}})}{24 (\text{horas})} = 0,971006 \text{ KW}$$

$$\text{Eficiência} = \frac{0,971006}{5,4} = 0,179815 = 17,9815\%$$

Deste modo, diante de toda energia que poderia ter sido gerada pela instalação, apenas 17,9815% está sendo aproveitada. Salientando que essa instalação também não apresenta problemas com sombreamento e inclinação, além disso utilizam-se painéis fixos.

3.2.5 Caso 5

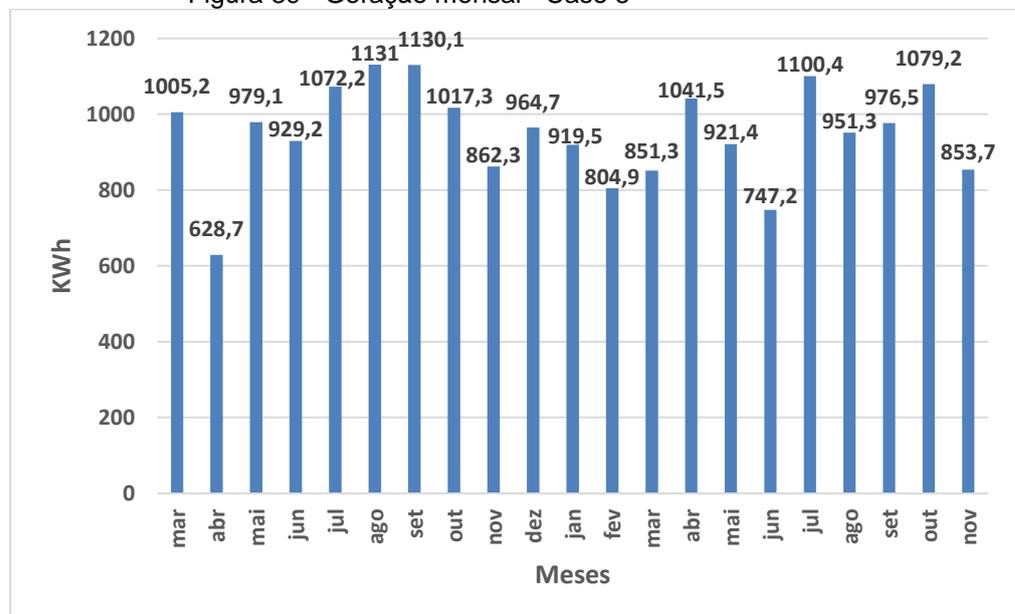
O sistema a seguir foi instalado no bairro Coxipó, na cidade de Cuiabá. A instalação conta com um total de 20 painéis de 400W. Sua média de geral total é de aproximadamente 19.962,6 KWh ou 19,9667 MWh. Logo após será apresentado uma imagem do sistema e geração mensal, somando um total de 21 meses, contabilizados da data de sua instalação, isto é, março de 2021, até o mês de outubro do ano de 2022,.

Figura 38 - Instalação residencial com vista superior - Caso 5



Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 39 - Geração mensal - Caso 5



Fonte: Próprio autor, 2022

Partindo da capacidade instalada de 8000W e de que tem-se 19,9626 MWh de geração para os 21 meses,, calcula-se como geração total a cada dia:

$$\text{Geração anual por dia} = \frac{19,9626 (\text{Ger. anual})}{579(\text{dias})} = 0,0344777 \text{ MWh/dia}$$

Ou

Geração anual por dia = $0,0344777 * 1000 = 34,4777 \text{ KWh/dia}$, sendo a potência registrada na saída do inversor

$$\text{Geração (hora)} = \frac{34,4777 (\frac{\text{KWh}}{\text{dia}})}{24 (\text{horas})} = 1,4365708 \text{ KW}$$

$$\text{Eficiência} = \frac{1,4365708}{8} = 0,179571 = 17,9571\%$$

Deste modo, diante de toda energia que poderia ter sido gerada pela instalação, apenas 17,9571% está sendo aproveitada. Vale destacar que são usados painéis fixos para essa instalação, não apresentam sinais de sombreamento, nem angulação incorreta.

3.2.6 Caso 6

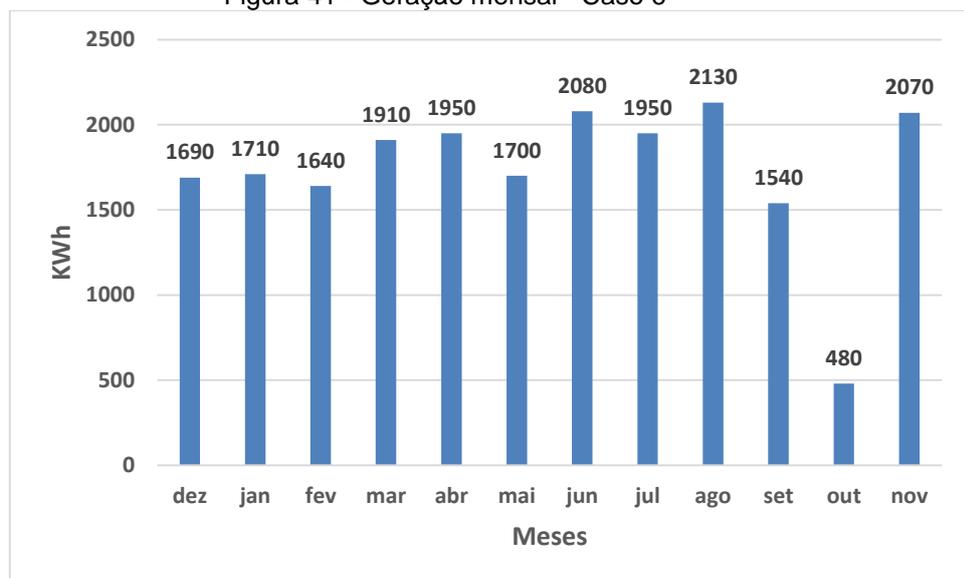
O caso a seguir é de uma residência, localizada no bairro CPA na cidade de Cuiabá. O sistema possui uma capacidade de instalação de 13,5 KWp.e conta com uma geração total de 20,85 MWh de energia. São 24 painéis fotovoltaicos de 560 W. Abaixo será apresentado na Figura 40 esse dado, detalhando sua geração mensal da data de início da operação até o mês atual.

Figura 40 - Instalação residencial com vista superior - Caso 6



Fonte: Próprio autor, 2022

Figura 41 - Geração mensal - Caso 6



Fonte: Próprio autor, 2022

Para se ter o valor da eficiência desse sistema, iniciando pela sua capacidade instalada de 13,5 KW e de que tem-se 20,85 MWh de geração para os 12 meses, calcula-se como geração total a cada dia:

$$\text{Geração anual por dia} = \frac{20,85 (\text{Ger. anual})}{365 (\text{dias})} = 0,057123287 \text{ MWh/dia}$$

Ou

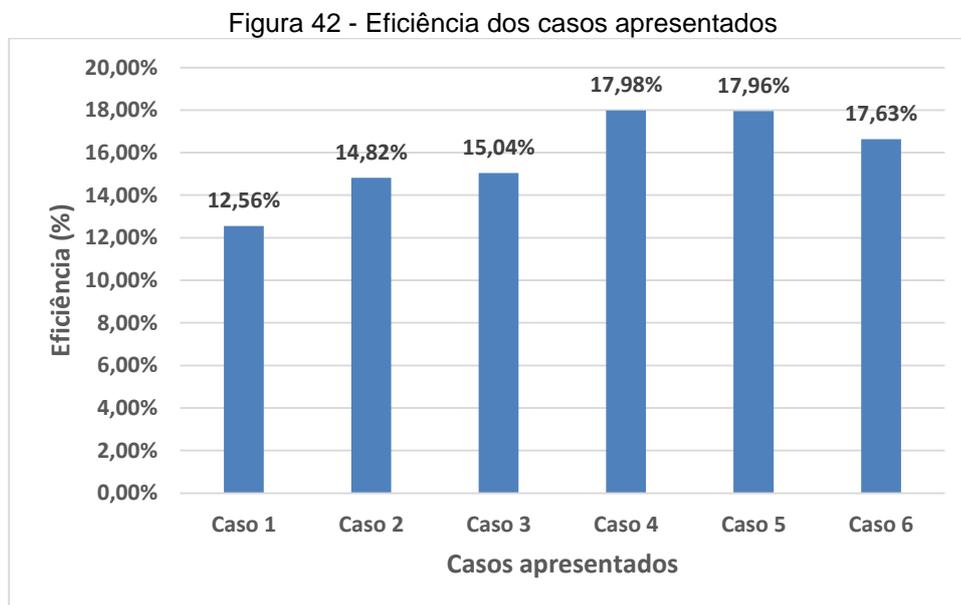
Geração anual por dia = $0,057123287 * 1000 = 57,123287$ KWh/dia, sendo a potência registrada na saída do inversor

$$\text{Geração (hora)} = \frac{57,123287 \left(\frac{\text{KWh}}{\text{dia}}\right)}{24 \text{ (horas)}} = 2,3801369 \text{ KW}$$

$$\text{Eficiência} = \frac{2,3801369}{13,5} = 0,1763064 = 17,63064\%$$

Conclui-se portanto que, apenas 17,63064% da geração gerada está sendo efetivamente aproveitada. Destaca-se que são usados painéis fixos para essa instalação, não apresentam sinais de sombreamento, nem angulação incorreta.

Como mostrado nos casos acima, foi possível verificar, através dos cálculos apresentados, a eficiência em cada um deles e que de acordo com a tabela 3, os seis casos por estarem localizados na mesma cidade, apontam como irradiância média o valor de 5,11. A Figura 42, portanto, traz o valor da eficiência em porcentagem verificada nos casos expostos:



Fonte: Próprio autor, 2022

Desse modo, considerando os resultados obtidos pode-se constatar que o caso que apresentou sombreamento (CASO 1), foi aquele que alcançou o menor valor de eficiência, evidenciando assim a importância do apresentado no capítulo 2.6, isto é, o prejuízo na geração devido ao aparecimento de sombreamento. Além disso, os

casos que por ventura forem instalados com algum tipo de irregularidade, como angulação incorreta, também têm sua produção afetada, por exemplo, como nos casos 2 e 3, os quais possuíram um valor de eficiência acima dos casos com sombreamento, porém ainda assim não atingiu um valor que se iguale aos casos instalados em melhores condições de instalação, como os representados pelos casos 4,5 e 6, os quais, nesse estudo, foram definidos como os casos encontrados com mais frequência, simbolizando as ocorrências mais comuns entre os tipos de instalações encontradas.

4 ANÁLISE E DISCUSSÕES

Nesse capítulo será feito uma breve análise dos dados e concepções apresentadas acima, assim como uma avaliação mais ampla da energia que poderia ser melhor aproveitada em outras condições.

Com base nos valores encontrados no capítulo 3 é evidente que a geração nas instalações de baixa potência é prejudicada por todos os parâmetros apresentados no capítulo 2, os quais fazem dessa geração distribuída residencial o método com menor eficiência, visto que são instaladas nas piores condições de geração.

Além de toda análise e estudo realizado acima e todo dado apresentado, é de suma importância verificar também a quantidade de energia não aproveitada, visto que a maior parte das instalações fotovoltaicas se encontram nos “telhados brasileiros”, isto é, são instalações residências de baixa potência, que como mostrado na análise do trabalho, opera nas piores condições de eficiência.

Assim, possuindo como base o valor da eficiência na usina de Dracena, conforme apresentado na Tabela 3, tem-se que:

Fator de capacidade em Dracena (SIN)= **23%**

Por outro lado, como mostrado anteriormente, nas residências foram calculados seus respectivos fatores de capacidade de acordo com as condições que cada caso está submetido. Dessa forma, para esse trabalho será feito uma perspectiva de cálculo no intuito de verificar a quantidade de energia desperdiçada na geração menos eficiente. Então, se for levado em consideração que a totalidade dos casos representem 6 partes de um todo e ainda que desse total os casos com problemas de sombreamento, a exemplo do caso 1, sejam representados por $\frac{1}{6}$ (um sexto) de todas as partes, tem-se que os casos em geral, frequentemente encontrado, caracterizados pelos casos 4,5 e 6 representam $\frac{3}{6}$ (três sextos) daquele total e por fim os casos com algum tipo de irregularidade em relação a temperatura, irradiância e até mesmo angulação sejam simbolizados pelos casos 2 e 3, ou seja, constituem $\frac{2}{6}$ (dois sextos) de toda parte, tem-se a seguinte média ponderada de todos os casos:

Assim, as residenciais apresentaram:

1. Caso 1 = **12,5571%**

2. Caso 2 = **14,8169%**
3. Caso 3 = **15,237%**
4. Caso 4 = **17,981%**
5. Caso 5 = **17,957%**
6. Caso 6 = **17,6306%**

$$\text{Média dos fatores de capacidade (Casos em geral)} = \frac{(17,981 + 17,957 + 17,6306)}{3}$$

$$\text{Média dos fatores de capacidade (Casos em geral)} = 17,8562$$

$$\text{Média dos fatores de capacidade (Caso com irregularidade)} = \frac{(14,8169 + 15,237)}{2}$$

$$\text{Média dos fatores de capacidade (Casos em geral)} = 15,02695$$

Média dos fatores de capacidade (CASOS)

$$= \frac{(\text{Caso com Sombreamento} * 1) + (\text{Caso com irregularidade} * 2) + (\text{Caso em geral} * 3)}{6}$$

$$\text{Média dos fatores de capacidade (CASOS)} = 16,02993\%$$

Totalizando uma média ponderada de 16,02993% de eficiência na geração.

Assim sendo, contrapondo os resultados obtidos acima, pode-se verificar que:

Diferença na Eficiência (SIN e GD) = 23% – 16,02993% = 6,97007% de eficiência a mais que a geração de alta potência possui se comparada a de baixa potência, ou seja, em 1 GWmed tem-se 6,97007% de geração a mais que as residenciais.

Como apresentado na Figura 2, a geração interligada ao SIN atingiu no mês de setembro do ano de 2022 o valor de 6,315 GWmed de capacidade instalada.

Se esse valor estivesse gerando na média de 23% de fator de capacidade, então seria:

$$\text{Potência do SIN gerando na média de eficiencia encontrada} = 6,315 * 0,23 = 1,45245 \text{ GWmed}$$

Diametralmente, nas residenciais, de acordo com a Figura 4, a potência instalada residencial atingiu a marca de 7,199 GWmed. Assim sendo, caso toda

essa capacidade operasse de acordo com a média de eficiência calculada acima, seria:

$$\text{Potência da GD gerando na média de eficiência encontrada} = 7,199 * 0,160299 = 1,153992 \text{ GWmed}$$

Então, para quantificar a diferença entre elas, calcula-se:

$$\text{Diferença na Eficiência encontradas pela média (SIN e GD)} = 1,45245 - 1,153992 = 0,298458 \text{ GWmed}$$

Em MWmed:

$$\text{Diferença na Eficiência encontradas pela média (SIN e GD)} = 0,298458 * 1000 = 298,458 \text{ MWmed}$$

Para análise em um ano:

$$\text{Diferença na Eficiência encontradas pela média (SIN e GD)}_{\text{anual}} = 298,458 * 365 \text{ dias} * 24 \text{ horas} = 2.614.492,08 \text{ MWh}$$

Isto é, 2.614,49208 GWh de energia por ano desperdiçados, deixados de produzir, pois não foram instalados nas melhores condições de geração.

Além disso, se repetir os cálculos aqui demonstrados, agora para os casos de Cuiabá, do 1 ao 6, respectivamente, tem-se que:

$$\text{Soma de toda geração por hora} = 0,7031958 + 1,36038933 + 1,01711156 + 0,971006 + 1,4365708 + 2,3801369 = 7,86841443 \text{ KW}$$

$$\text{Potência da GD residencial (CUIABÁ) gerando na média de eficiência encontrada} = 7,86841443 * 0,160299 = 1,26129896 \text{ KW.}$$

$$\text{Potência da GD residencial (CUIABÁ) gerando na média de eficiência do SIN} = 7,86841443 * 0,23 = 1,8097353189 \text{ KW.}$$

$$\text{Diferença na Eficiência encontradas}(fc - SIN e fc - Cuiabá) = 1,80973531 - 1,26129896 = 0,54843635 \text{ KW}$$

Isso significa que para os casos estudados até aqui da cidade de Cuiabá, se todos eles estivessem operando com fator de capacidade igual ao encontrado em Dracena, ou seja, 23%, se teria o equivalente a 0,54843635 KW de energia aproveitado na sua geração.

5 CONCLUSÃO

Por fim, esse estudo buscou estimar os dois estilos de gerações, com a finalidade de avaliar qual das instalações (baixa potência residencial e de alta potência ligada ao SIN) possibilitam as melhores condições de eficiência por unidade de instalação, por isso, para se concluir diante do que foi apresentado anteriormente e levando em consideração o exposto no capítulo 1, ou seja, a trajetória histórica e o cenário atual no que diz respeito a energia solar; o capítulo 2, onde foram elencadas as melhores condições de funcionamento dos painéis fotovoltaicos; o capítulo 3 em que foi realizado um estudo da unidade de geração residencial e a interligada ao SIN, melhor dizendo, com o conhecimento da eficiência por unidade das instalações nas duas condições estudadas e com suas respectivas estimativas de eficiência quantificadas, pode-se concluir que a produção em alta potência é mais vantajosa se comparado com a de baixa potência, em termos da eficiência.

Além disso, o capítulo 4 traz evidentemente informações contundentes para se concluir que sistemas operando em locais com ótimas condições de geração traz valores surpreendentemente maiores de energia aproveitada. Isto é, o capítulo apresentou um dado alarmante, que é a energia de toda GD instalada no país não aproveitada por operar em condições ruins, logo, pode-se concluir também que os cálculos repetidos para os casos estudados aqui da cidade de Cuiabá, apesar de não ter uma dimensão nacional, evidenciaram, em conformidade com sua produção, uma quantidade significativa de energia desperdiçada.

Ademais, as instalações no modo telhado, em sua maioria, possuem extrema dificuldade de acesso, sem mencionar a instabilidade e a falta de segurança do indivíduo responsável pela manutenção daquele painel, diferentemente do que acontece em usinas solares de larga escala, como Dracena, SP, em que os módulos são instalados fixos ao solo, o que facilita não só a manutenção das placas, como também a limpeza delas.

Outro parâmetro a ser avaliado também diz respeito às linhas de transmissão, visto que, segundo divulgado pela plataforma MegaWhat – Inteligência em energia – o diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Luiz Carlos Ciocchi, afirmou que com a expansão da capacidade instalada da GD no Brasil, por ter ultrapassado a marca de 14 GW, demandará reforço da malha de transmissão, visto

que esse crescimento descentralizado da fonte, estimulado pela queda de custos e benefícios ambientais, acarretará a necessidade de expandir a rede de transmissão para assegurar o abastecimento elétrico quando os sistemas de GD's não estiverem em operação.

“Por mais paradoxal que pareça, a expansão da GD traz maior responsabilidade da transmissão e das características que essa transmissão vai ter, quando não houver geração de energia de sistemas de GD”, “Vamos ter que reforçar a transmissão, disse Ciocchi. Segundo ele, o planejamento da transmissão não deve ser feito levando-se em consideração apenas a carga, é necessário que haja uma sobrecapacidade da rede para comportar a GD adequadamente”. Isto é, diante do fato acima, pode-se concluir e até mesmo desmontar a falsa ideia de que a geração próxima ao local de consumo acentua as perdas existentes nas linhas de transmissão e distribuição.

Em suma, conclui-se que esse é um trabalho inicial e merece um estudo mais detalhado e mais pormenorizado, com análises nacionais e mais amplas, quantificando exatamente quanto de energia está sendo perdida em todo território nacional ao optar pela GD residencial, pois as gerações de baixa potência comparadas nesse trabalho se localizam na cidade de Cuiabá e Dracena, locais onde a radiação solar, condições de vento e até temperatura são semelhantes e mais favoráveis se confrontadas com localidades de outras regiões, como o Sul do país, por exemplo, em que essa discrepância calculada pode atingir valores muito maiores do que o apresentado aqui.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Microsoft Power BI – Geração Distribuída**. Brasília, 10 out. 2022. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrl-joiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkli-widCl6ljQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 7 out. 2022.

Operador Nacional do Sistema. ONS. **Capacidade instalada de geração**. Brasília, dez. 2019. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx#. Acesso em: 7 set. 2022.

CARI, Elmer Pablo Tito. **Introdução a Sistemas Fotovoltaicos, Dimensionamento e Instalação**. 2020. 97 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2022.

BERWANGER, Diego. **Desenvolvimento de um sistema fotovoltaico com rastreador solar de um eixo instalado em uma propriedade rural conectado à rede**. 2019. 63 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2022.

SIMIONI, Tássio. **O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do brasil**. 2017. 168 f. Monografia (Especialização) - Curso de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**. Brasília, p. 1-4, 17 abr. 2012b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 687**. Brasília, p. 1-25, 24 nov. 2015c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Procedimentos de Dis-tribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 7. Brasília, p. 1-74, 01 jun. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Contribuição do Grupo Energisa à Consulta Pública nº 010/2018**. Rio de Janeiro, p. 1-18, jul. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018- SRD/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, p. 1-60, 06 dez. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0003/2019- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, p. 1-74, 07 out. 2019.

PALÁCIO DO PLANALTO. Presidência da República. **Lei nº 14.300 de 06 de Janeiro de 2022**. Brasília, 06 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/14300.htm. Acesso em: 12 nov. 2022.

E. Y. Sakô, J. Lucas de Souza Silva, D. d. Bastos Mesquita, R. Espino Campos, H. S. Moreira and M. Gradella Villalva, “**Concepts and Case Study of Mismatch Losses in Photovoltaic Modules**”, 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Santos, Brazil, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065311.

Operador Nacional do Sistema. ONS. **Capacidade instalada de geração**. Brasília, jan. 2015. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx. Acesso em: 7 set. 2022.

Operador Nacional do Sistema. ONS. **IPDO-INFORMATIVO PRELIMINAR DIARIO DA OPERAÇÃO**. Brasília, dez. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=IPDO>. Acesso em: 17 out. 2022.

Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. CRESESB. **Potencial Solar**. Rio de Janeiro, jan. 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 1 nov. 2022.

Instituto Nacional de Meteorologia. INMET. **Clima**. Brasília, jan. 1909. Disponível em: <https://clima.inmet.gov.br/progt>. Acesso em: 7 nov. 2022.

Instituto Nacional de Meteorologia. INMET. **Clima**. Brasília, jan. 1909. Disponível em: <https://clima.inmet.gov.br/progt>. Acesso em: 7 nov. 2022.

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **A energia solar fotovoltaica e seus inúmeros benefícios para a rede elétrica.** São Paulo, 27 jun. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/a-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-inumeros-beneficios-para-a-rede-eletrica/>. Acesso em: 15 nov. 2022.

GREENER. Estudo e viabilidade de Energia Solar Fotovoltaica. **Estudo estratégico grandes usinas solares 2022.** São Paulo, 2007. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-grandes-usinas-solares-2022/>. Acesso em: 17 nov. 2022.

Portal Solar. **Manual da limpeza de placas solares fotovoltaicas: Tudo para o seu painel solar.** São Paulo, 2014. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/limpeza-de-placas-solares-fotovoltaicas-manual>. Acesso em: 12 out. 2022.

Portal Energia. **Diferenças entre seguidores solares de eixo único e eixo duplo.** Portugal, 2008. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/diferencas-seguidores-solares-eixo-unico-eixo-duplo/>. Acesso em: 17 nov. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional.** Brasília, 1 ago. 2004. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 15 nov. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional.** Rio de Janeiro, 2021. p. 14-20, jul. 2020.

MEGAWHAT. **Expansão da GD demandará ampliação e reforço da rede de transmissão, diz ONS.** Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://megawhat.energy/noticias/planejamento/148444/expansao-da-gd-demandara-ampliacao-e-reforco-da-rede-de-transmissao-diz-ons>. Acesso em: 16 nov. 2022.

CARNEIRO, Joaquim; PASSOS, Mário. **Sistemas Fotovoltaicos: fundamentos sobre dimensionamento.** 2020. 237 f. Dissertação (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica e Química, Departamento de Engenharia e Química, Universidade de Porto, Porto, 2020.

JASOLAR. **Módulo JaSolar JAM72S30 - 550/MR.** São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/modulo-ja-solar-jam72s30-550-mr/>. Acesso em: 9 dez. 2022.