



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BEATRIZ ALMEIDA RODRIGUES E SILVA

**ANÁLISE DA OPERAÇÃO E DO DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE DO CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DA UFPE**

Recife  
2024

BEATRIZ ALMEIDA RODRIGUES E SILVA

**ANÁLISE DA OPERAÇÃO E DO DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE DO CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DA UFPE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Dr. Fabrício Bradaschia

Coorientador: Prof. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa

Recife  
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Beatriz Almeida Rodrigues e .

Análise da operação e do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede do centro de tecnologia e geociências da UFPE / Beatriz Almeida Rodrigues e Silva. - Recife, 2024.

78 p. : il., tab.

Orientador(a): Fabrício Bradaschia

Coorientador(a): Elielza Moura de Souza Barbosa

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2024.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. PVSyst. 3. Geração Distribuída. 4. Fator de Dimensionamento do Inversor. 5. Thermal Power Derating. I. Bradaschia, Fabrício. (Orientação). II. Barbosa, Elielza Moura de Souza . (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

BEATRIZ ALMEIDA RODRIGUES E SILVA

**ANÁLISE DA OPERAÇÃO E DO DESEMPENHO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE DO CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DA UFPE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 20/03/2024.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Fabrício Bradaschia  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Luiz Henrique Alves de Medeiros (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

MSc. Valdemar Moreira Cavalcante Junior (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

Com carinho aos meus amados avós:  
Edison, José, Magnólia e Angelina. Cujas lições e  
histórias enriquecem a minha jornada e alegram o  
meu coração.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, fonte de toda sabedoria e inspiração, pelo dom da vida e por todas as oportunidades que foram a mim concedidas.

Aos meus pais, Marta e Gustavo, cujo exemplo e dedicação sem igual me ensinaram a valorizar a educação e a busca pelo conhecimento. Cada noite, mesmo depois de exaustivos dias de trabalho, que eles se dedicavam a revisar minhas tarefas escolares, cada história contada antes de dormir e cada passeio de domingo à tarde foram peças fundamentais na minha formação. Saibam que toda a paciência que tiveram para responder as perguntas de uma criança curiosa moldou uma jovem interessada por enxergar o mundo através dos olhos da engenharia. Sou eternamente grata pelo amor incondicional que me proporcionaram e pelo apoio incansável, que me incentivou a nunca desistir dos meus sonhos.

À minha irmã Amanda, que, mesmo nos dias mais corridos e agitados conseguiu demonstrar seu apoio até nas menores das atitudes. Seu incentivo, muita paciência com minhas “chatices” e crença no meu potencial foram fundamentais para que eu pudesse alcançar este objetivo.

À minha querida Iracema, minha segunda mãe, cuja dedicação, amor e cuidado foram absolutamente fundamentais. Seu papel na minha vida foi muito além de apenas cuidar de mim, você também desempenhou um papel fundamental em moldar o meu caráter. Esta conquista não seria possível sem a sua presença e o seu apoio. É um privilégio tê-la na minha vida.

Ao meu amado avô Edison, que desempenhou um papel inspirador em minha vida, tanto como pessoa quanto como pesquisadora. Sinto profundo orgulho em ser neta do "Professor Edison" e sinto-me privilegiada por ser a única no meio acadêmico a chamá-lo carinhosamente de "Vovô Edison". Suas conquistas e sabedoria sempre foram uma fonte de motivação para mim.

Ao meu amor, Iago Melo, que nesta jornada acadêmica esteve ao meu lado não apenas como namorado, mas como dupla de disciplinas, perrengues e trabalhos acadêmicos. A pessoa mais aplicada, focada e dedicada que eu conheço, minha fonte de inspiração. Agradeço por todos os “puxões de orelha” e conversas inspiradoras. Seu amor, incentivo e paciência foram fundamentais para que eu pudesse alcançar minha formação.

Aos meus amigos de longa data Malu e Richard. Suas risadas, apoio inabalável e amizade sincera são o alicerce sobre o qual construí minhas realizações. Cada momento compartilhado, desde a escola até os desafios da vida adulta, moldou quem sou hoje.

Aos meus amigos de escola Victoria, Jéssica, Thiago e Victor, que compartilharam comigo os desafios e alegria dos anos escolares. Suas amizades fizeram parte de uma das épocas mais especiais da minha vida e influenciaram minha jornada acadêmica. Sou grata por continuarmos amigos.

Aos amigos conquistados durante a graduação Camilla, Thiago, Tiago e Bianca. Agradeço pelos perrengues vividos, madrugadas viradas nas vésperas de provas, saídas para jantar depois das aulas e viagens à Serrambi. Agradeço ao meu amigo Caio Sóter pelas conversas e trocas de experiências.

Aos amigos e colegas do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da UFPE e do Centro de Energias Renováveis (CER). O convívio com vocês foi enriquecedor, repleto de momentos de descontração e aprendizado.

Agradeço a minha orientadora-mãe Eielza Moura, cuja inesgotável paciência e dedicação me acompanharam nos meus últimos anos de pesquisa. Sou grata pelo respeito e amizade que desenvolvemos. Muito do que realizei durante o curso, como artigos publicados, apresentações em seminários e a iniciação científica, devo às oportunidades apresentadas pela minha “Profe”. Sigamos sempre solares e avante!

À Rinaldo e Marcos, duas pessoas essenciais para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço a dedicação, apoio e disponibilidade em me acudir e ajudar.

Agradeço ao meu estimado orientador Fabrício Bradaschia pela sua dedicação e apoio ao longo do desenvolvimento deste. Todas as reuniões com conversas, ideias e correções meticulosas contribuíram de maneira imensurável para o resultado deste trabalho e minha formação acadêmica.

Agradeço à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/Gestão FINEP, em particular, ao PRH 38.1, do Departamento de Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia e Geociências da UFPE pelo apoio financeiro. Em especial aos professores Paulo Estevão e Márcio Moura, por toda a dedicação e compromisso com os alunos do programa.

## RESUMO

O Brasil se destaca globalmente por sua matriz elétrica predominantemente sustentável. Diante deste contexto atual, a energia solar fotovoltaica está experimentando um crescimento exponencial e anualmente ganha mais destaque na matriz elétrica nacional. Geração Distribuída (GD) de energia, impulsionada pelo mercado aquecido da energia fotovoltaica, vem tomando cada vez mais seu espaço e atingindo novos consumidores. É fundamental ter ciência de que, devido à expansão acelerada do mercado de GD, nem todas as empresas instaladoras possuem o mesmo nível de experiência. Isso levanta preocupações sobre a qualidade e segurança dos sistemas instalados, uma vez que o uso de bons kits fotovoltaicos por si só não assegura um bom projeto e instalação apropriados. Desta forma, o presente trabalho tem como objetivo analisar a operação e o desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) do Centro de Tecnologias e Geociências (CTG) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Através de simulação utilizando o *software PVSyst* foi possível constatar uma diferença percentual aproximada de 14% da geração anual real. Com base nessa observação, foi dado início a uma série de estudos com o intuito de analisar essa redução na geração e examinar se há alguma falha na instalação ou oportunidade de melhoria na operação do sistema fotovoltaico que possa explicar essa diminuição, sugerindo aprimoramentos ao responsável pelo gerenciamento do SFCR do CTG/UFPE.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos; *PVSyst*; Geração Distribuída; Fator de Dimensionamento do Inversor, *Thermal Power Derating*.

## **ABSTRACT**

Brazil stands out globally for its predominantly sustainable electrical grid. In this current context, photovoltaic solar energy is experiencing exponential growth and gains more prominence annually in the national electrical grid. Distributed Generation (DG) of energy, driven by the booming photovoltaic energy market, is increasingly taking its place and reaching new consumers. It is crucial to be aware that, due to the accelerated expansion of the DG market, not all installation companies have the same level of experience. This raises concerns about the quality and safety of installed systems, as the use of good photovoltaic kits alone does not ensure a proper design and installation. Thus, this study aims to analyze the operation and performance of the Grid-Connected Photovoltaic System (GCPV) at the Center for Technologies and Geosciences (CTG) of the Federal University of Pernambuco (UFPE). Through simulation using the PVSyst software, an approximate 14% difference in actual annual generation was observed. Based on this observation, a series of studies was initiated to analyze this reduction in generation and examine whether there is any installation fault or opportunity for improvement in the operation of the photovoltaic system that could explain this decrease, suggesting enhancements to the manager of the GCPV system at CTG/UFPE.

**Keywords:** Photovoltaic Systems; PVSyst; Distributed Generation; Inverter Sizing Factor, Thermal Power Derating.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistema de coordenadas horizontal .....	21
Figura 2 - Piranômetro .....	24
Figura 3 - Curva I-V .....	25
Figura 4 - Traçador de curvas modelo PVE PVPM1500X, fabricado pela Photovoltaik Engineering - PVE.....	26
Figura 5 - Mapa de radiação global do Estado de Pernambuco.....	28
Figura 6 - Mapa de ocupação do Campus Recife da UFPE.....	30
Figura 7 - Imagem parcial da Usina Reitoria .....	31
Figura 8 - Vista parcial da usina CTG. ....	32
Figura 9 - Foto parcial da usina CCSA.....	32
Figura 10 - Fluxograma representativo do caminho de tratamento de dados. ....	36
Figura 11 - SAD instalado na usina FV do CTG/UFPE. ....	37
Figura 12 - Solarímetro instalado no plano do módulo da usina FV do CTG/UFPE. ....	37
Figura 13 - Portal da WEG. ....	38
Figura 14 - Foto de satélite da Usina FV do CTG/UFPE.....	39
Figura 15 - Vista geral do arranjo (792 módulos) .....	40
Figura 16 - Grupo de inversores (3x60kW) .....	40
Figura 17 - Configuração das <i>strings</i> por entrada MPPT. ....	41
Figura 18 - Foto de satélite ilustrando a distância entre o Sistema CTG e a Estação FAE .....	43
Figura 19 - Produção de energia elétrica ao longo de 2023.....	47
Figura 20 - Curva ilustrativa de potência c.a. na saída dos inversores quando ocorre o fenômeno de <i>clipping</i> . ....	50
Figura 21 - Curva da média diária da potência ativa do SFCR do CTG/UFPE durante os doze meses analisados. ....	51
Figura 22 – a) - f) Curvas da potência ativa c.a. e temperatura interna em alguns dias de funcionamento do sistema.....	52
Figura 23 - Conjunto de fotos dos 792 módulos fotovoltaicos do sistema UFPE-CTG. ....	53
Figura 24 - Curvas I-V do inversor 1, 12 séries FV, 6 entradas MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 900 a 1200 W/m <sup>2</sup> . ....	54

Figura 25 - Curvas I-V do inversor 2, 12 séries FV, 6 entradas MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 900 a 1200 W/m <sup>2</sup> ; 500 a 750 W/m <sup>2</sup> .....	55
Figura 26 - Curvas I-V do inversor 3, 12 séries FV, 6 entradas MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 1000 a 1200 W/m <sup>2</sup> ; 500 a 750 W/m <sup>2</sup> .....	55
Figura 27 - Temperaturas de funcionamento dos inversores. ....	59
Figura 28 - Imagem do local de instalação dos inversores do Sistema CTG. ....	60
Figura 29 - Tomada inteligente.....	61
Figura 30 - Posicionamento do ventilador. ....	61
Figura 31 - Parte interna do inversor, evidenciando o Cooler. ....	62
Figura 32 - Instalação dos novos sensores. ....	63
Figura 33 - Relação das temperaturas de funcionamento.....	63
Figura 34 – Relação entre temperatura de funcionamento e geração. ....	64
Figura 35 - Gráficos mostrando a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2. Período de Nov/23 a Jan/24 .....	65
Figura 36 - Inversor operando com a tampa aberta e ventilação forçada. ....	67
Figura 37 - Curvas de Energia Gerada após a abertura da tampa do Inversor 1.....	67
Figura 38 - Gráficos mostrando a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2. Período de Nov/22 a Jan/23 .....	69
Figura 39 - Gráficos mostrando a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2. Período de 08/02/23 a 14/02/23 e 08/02/24 a 14/02/24.....	71

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quadro de características dos SFCR Reitoria, CTG e CCSA - Campus Recife .....	33
Tabela 2 - Características do SFCR CTG/UFPE.....	40
Tabela 3 - TMY gerado .....	44
Tabela 4 - Geração Real (2022) e estimada. ....	45
Tabela 5 - Frequência de ocorrência de sobretemperatura na operação dos inversores do SFCR do CTG/UFPE. ....	58
Tabela 6 - Temperaturas médias mensais no intervalo das 10h às 14h nos inversores e ambiente. ....	59
Tabela 7 - Geração e frequência de ocorrência de temperaturas acima do limite após a instalação da ventilação forçada. ....	64
Tabela 8 - Geração e frequência de ocorrência de temperaturas acima do limite após a tampa aberta. ....	69
Tabela 9 - Aumento percentual de geração. ....	71

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanco Energético Nacional
c.a	Corrente Alternada
c.c	Corrente Contínua
CCSA	Centro de Ciências Sociais e Aplicadas
CTG	Centro de Tecnologia e Geociências
FAE	Fontes Alternativas de Energia
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PE	Pernambuco
SAD	Sistema de Aquisição de Dados
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	MOTIVAÇÃO	15
1.2	OBJETIVO GERAL	17
1.3	METODOLOGIA	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>19</b>
2.1	CONCEITOS PRELIMINARES	19
2.1.1	Os sistemas fotovoltaicos	19
2.1.2	Irradiância solar	20
2.1.3	Azimute	20
2.1.4	Ano Meteorológico Típico (TMY)	21
2.1.5	PVSyst	22
2.1.6	Instrumentos de medição	23
2.1.6.1	<i>Piranômetro</i>	23
2.1.6.2	<i>Traçador de curvas I-V</i>	24
2.1.7	Fator de Dimensionamento do Inversor - FDI	26
2.2	CHARACTERIZAÇÃO DA REGIÃO	28
2.3	EVOLUÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO – UFPE	29
2.4	CHARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA UFPE – CAMPUS RECIFE	30
<b>3</b>	<b>ANÁLISE COMPARATIVA: GERAÇÃO REAL X GERAÇÃO ESPERADA DA USINA CTG</b>	<b>34</b>
3.1	BASES DE DADOS: PARÂMETROS UTILIZADOS	34
3.1.1	Medição do recurso solar	36
3.1.2	Sistema Supervisório WEG	38
3.2	O SFCR DO CTG/UFPE	39
3.3	SIMULAÇÃO	42
3.3.1	Ano meteorológico típico (TMY) para o SFCR do CTG/UFPE	42
3.3.2	PVSyst: Simulação do SFCR do CTG/UFPE	44
<b>4</b>	<b>ANÁLISE IN LOCO DA INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO DO SFCR DO CTG/UFPE</b>	<b>46</b>
4.1	DESEMPENHO DO SFCR DO CTG/UFPE	46
4.1.1	Produção de energia do sistema CTG	46
4.1.2	Fator de dimensionamento do inversor	48
4.2	TESTES IN-LOCO	53
4.2.1	Lado c.c.: os módulos FV	53
4.2.2	Lado c.a.: inversores	56

<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>73</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>76</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia cresce proporcionalmente com o desenvolvimento da humanidade, devido à alta demanda energética e sem haver, até o momento, uma fonte alternativa em larga escala, a sociedade estimula o uso inevitável do petróleo e derivados, carvão mineral e gás natural. A exploração em massa das fontes não renováveis, que além de limitadas, são prejudiciais ao meio ambiente, evidenciam a necessidade de buscar meios alternativos de obtenção de energia, de preferência inesgotável e com baixo impacto ao meio ambiente.

O Brasil destaca-se como um caso raro no mundo ao possuir uma matriz elétrica composta majoritariamente por usinas hidrelétricas. Associada à melhoria do regime hídrico nacional e a consequente redução do uso das termelétricas, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2023, que toma como base o ano de 2022, o país dispõe de mais de 85% de sua matriz elétrica composta por fontes renováveis. Entre essas fontes, destaca-se a geração solar fotovoltaica (FV) que atingiu a marca de 30,1 TWh de energia gerada e uma capacidade de potência instalada de 24,453 MW, uma expansão de 82,4% em comparação ao ano anterior.

O Brasil é um país de dimensões continentais com um perfil de geração composto por mega centrais de geração e longas linhas de transmissão acarretando perdas elevadas na produção de energia. Ao todo, no ano de 2022, o Brasil perdeu 10,5% da energia gerada no país [1]. Quando a este perfil de geração centralizada é acrescido o baixo nível de água dos reservatórios das hidrelétricas e o envelhecimento da estrutura das usinas hidrelétricas, acarretam perdas significativas na produção de energia e um aumento no risco da segurança energética do país.

A segurança energética é um tema de extrema relevância nacional, especialmente diante das crises hídricas que abalaram os níveis dos reservatórios do país ao longo dos últimos anos. As fontes renováveis de energia se apresentam como uma alternativa diante das mudanças climáticas vivenciadas no mundo. Sabe-se que, com reservatórios de hidrelétricas abaixo do nível mínimo, há menos geração por meio de hidrelétricas e esta lacuna precisa ser preenchida para atender à crescente demanda energética. No contexto brasileiro, essa lacuna muitas vezes é suprida pelo uso de combustíveis fósseis, com destaque para os derivados de petróleo. Por outro lado, a geração distribuída (GD) de energia, por meio de fontes alternativas, se

apresenta como uma possível alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro, podendo ser uma opção de uso mais eficiente de recursos energéticos, econômicos, financeiros e ambientais [2].

Desde 2012 a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) está em expansão e atualmente conta com mais de 1,78 milhão de sistemas fotovoltaicos de geração própria [3]. Embora esta evolução evidencie um crescimento contínuo da geração solar fotovoltaica em ritmo superior às outras fontes, a geração solar ainda representa apenas 4,4% da geração de energia da atual matriz elétrica nacional [1].

Mesmo que a energia solar ainda seja uma pequena participante da matriz elétrica nacional ela se destaca como um dos principais agentes da transição energética, especialmente devido ao vasto território brasileiro, que apresenta diversas regiões com elevados níveis de irradiação. É conhecimento geral que o Brasil é um dos países mais ricos em recurso solar do mundo, com médias anuais de irradiação global horizontal em torno de 5,48 kW/m<sup>2</sup> [4], sendo em especial, a região Nordeste do Brasil possuidora de condições ideais para a propagação da geração fotovoltaica. Por possuir baixa latitude e um clima que sofre poucas variações de temperaturas durante todo o ano, o Nordeste do Brasil é uma região extremamente interessante para a geração de energia solar.

## **1.1 Motivação**

O sucesso de uma usina fotovoltaica (UFV) não está atrelada apenas à irradiação do local. Bons equipamentos e uma incidência solar satisfatória não garantem uma operação ótima do sistema. A performance desses sistemas pode ser consideravelmente afetada por diversos fatores, desde o dimensionamento dos inversores até as condições operacionais, incluindo a temperatura e a eficiência do sistema. Dessa maneira, faz-se relevante investigar e compreender problemas de mal dimensionamento e os fatores que acarretam a operação inadequada de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR). É importante reconhecer que, devido à rápida expansão do mercado de geração distribuída, nem todas as empresas instaladoras, chamadas de integradoras, têm o mesmo nível de experiência, levantando preocupações sobre a qualidade e segurança dos sistemas instalados, já

que bons *kits* fotovoltaicos não garantem um projeto e instalação adequados. O atendimento às normas ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e aos procedimentos recomendados pelos fabricantes, além do uso de materiais de bons fabricantes, são pontos essenciais para o sucesso de uma instalação, muitas vezes negligenciados por algumas integradoras.

Além dos avanços tecnológicos e dos incentivos fiscais, a pesquisa e o desenvolvimento contínuo desempenham um papel fundamental na evolução dos SFCR. À medida que o setor fotovoltaico avança, surgem novos desafios e oportunidades que exigem soluções inovadoras e eficazes. A investigação de problemas e a busca por soluções são aspectos cruciais para impulsionar o desenvolvimento e aprimoramento dos SFCR de GD.

A eficiência e o desempenho dos SFCR são influenciados por diversos fatores, incluindo o dimensionamento adequado dos inversores e a temperatura de operação. Pelo fato da tecnologia dominante comercialmente do silício cristalino ser caracterizada pela elevada redução da potência em função da temperatura de operação, a potência nominal a *Standard Test Conditions* (STC) dos módulos raramente é atingida durante o ano, o que normalmente implica um aumento da potência do gerador fotovoltaico em relação ao inversor solar como via de aumento da geração anual do sistema [5]. O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é a relação entre a potência nominal do inversor e a potência do arranjo gerador. A análise do FDI é uma pauta importante de projetos de SFCR devido ao fato de que o subdimensionamento do inversor pode reduzir o custo da energia produzida, potencializando a viabilidade de implantação desses sistemas. Por outro lado, o subdimensionamento excessivo submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, podendo reduzir a vida útil do equipamento [6].

Caso mal dimensionados, os inversores dos sistemas FV atuam sobrecarregados. Caso atingidas, as elevadas temperaturas limitam a operação do inversor reduzindo a potência naquele instante e acarretam desperdício de geração. Para [7], a redução de potência devido à temperatura não é um problema trivial, pois a capacidade do equipamento de reduzir sua potência ou não pode afetar diretamente seu desempenho, por outro lado, a limitação de potência é importante para a proteção do conversor. Em outras palavras, caso a potência de saída do equipamento não seja reduzida em altas temperaturas, a confiabilidade e a vida útil do dispositivo podem ser

afetadas. Além do aspecto técnico, o FDI também causa um impacto econômico, visto que um sistema mal dimensionado pode aumentar o *payback time*.

## 1.2 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo realizar o acompanhamento operacional do SFCR instalado no Centro de Tecnologia e Geociências (CTG) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), mediante análise dos dados experimentais e diagnóstico de funcionamento do arranjo gerador e inversor. Por meio dessa abordagem, é avaliado não só se o sistema atende aos requisitos de projeto e às expectativas de desempenho, mas também fornece algumas recomendações para adequar sua operação, visando a maximização da energia gerada anual.

## 1.3 Metodologia

Para entender o sistema, faz-se necessária a análise dos projetos *as-built* do SFCR. Após este primeiro momento, com o objetivo de comparar os valores reais de geração com os teóricos esperados, faz-se necessária a utilização de diversas ferramentas para obtenção e análise de dados. O monitoramento operacional consiste na análise de dados obtidos através de um Sistema de Aquisição de Dados (SAD) local, dados obtidos através do supervisor dos inversores instalados, dados da Estação Meteorológica do grupo de Fontes Alternativas de Energia - FAE da UFPE e testes físicos de conformidade realizados *in loco*.

## 1.4 Organização do Trabalho

O trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

- Capítulo 2: Nesta seção está a fundamentação teórica e os conceitos preliminares necessários para embasar o leitor nos conceitos e práticas utilizadas para desenvolver este trabalho.

- Capítulo 3: Nesse capítulo, são apresentadas diversas informações essenciais relacionadas à usina fotovoltaica em estudo. Isso inclui a descrição das variáveis medidas, como irradiação solar, temperatura, e outros fatores relevantes. Além disso, são detalhados os métodos e equipamentos utilizados para medir o recurso solar disponível no local da usina. A própria usina é apresentada, incluindo suas características técnicas e estrutura física. O sistema supervisor, responsável pelo monitoramento e controle da usina, também é abordado. Outro aspecto importante é a elaboração do Ano Meteorológico Típico (TMY), que representa as condições climáticas típicas da região. Por fim, são discutidos os resultados da simulação realizada, utilizando os dados provenientes do TMY gerado.
- Capítulo 4: Neste capítulo, são abordadas a análise e a operação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) do CTG/UFPE, incluindo o desempenho do sistema em termos de produção de energia e fator de dimensionamento do inversor. São explicitados os testes realizados *in-loco* nos lados c.c. e c.a., abrangendo os módulos fotovoltaicos e os inversores, respectivamente.
- Capítulo 5: Na seção de Conclusão, serão resumidos os principais resultados obtidos neste estudo, além de destacar possíveis oportunidades de pesquisa futura.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No contexto deste trabalho de conclusão de curso (TCC), é essencial fornecer uma fundamentação teórica abrangente para contextualizar a pesquisa. Para isso, torna-se imprescindível a apresentação de alguns conceitos básicos que servem como alicerce para o desenvolvimento deste estudo.

### 2.1 Conceitos Preliminares

#### 2.1.1 Os sistemas fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos operam através da conversão direta da luz em eletricidade, um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. Observado primeiramente pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico ocorre em certos materiais semicondutores com capacidade de absorver a energia contida nos fótons presentes na radiação luminosa incidente, transformando-a em eletricidade [8]. Quase 200 anos após essa descoberta, os sistemas solares tornaram-se comuns em residências, empresas e grandes fazendas solares. Os módulos que compõem esses sistemas são predominantemente de silício, podendo ser monocristalinos (m-Si) ou policristalinos (p-Si).

Além dos módulos fotovoltaicos, outros componentes integram o funcionamento dos sistemas. O inversor converte a energia de corrente contínua (c.c.) produzida pelos módulos em corrente alternada (c.a.), tornando-a pronta para ser injetada na rede elétrica, além de buscar o ponto de máxima geração de potência dos módulos fotovoltaicos. Além do inversor, dispositivos de proteção são instalados nos lados c.c. e c.a. para garantir a segurança do sistema contra curtos-circuitos e surtos de sobretensão e riscos de choque elétrico.

Os SFCR podem ser interligados de duas maneiras distintas: *on-grid* e *off-grid*. Quando está ligado à rede elétrica da distribuidora de energia, ele é dito *on-grid*, nesse caso a energia gerada pelos painéis é fornecida diretamente à rede elétrica, sendo possível o proprietário do sistema obter o benefício dos créditos de energia. Os sistemas *off-grid*, normalmente encontrados em áreas isoladas, operam de maneira

autônoma, sem conexão alguma com a rede elétrica e, em sua maioria, têm a energia gerada armazenada em banco de baterias ou utilizadas em bombas para elevação da água de um reservatório para outro.

A modalidade de geração também pode ser dividida em suas maneiras diferentes, ambos para o caso *on-grid*: Geração Distribuída (GD) e Geração Centralizada (GC). A geração distribuída (GD) é entendida pelos setores energéticos mundiais como a produção energética próxima ao consumo [8], reduzindo as perdas de transmissão e distribuição. Por outro lado, a geração centralizada (GC), comumente associada a grandes usinas de energia, enfrenta desafios relacionados à transmissão de energia em longas distâncias e à necessidade de infraestrutura de rede complexa.

### **2.1.2 Irradiância solar**

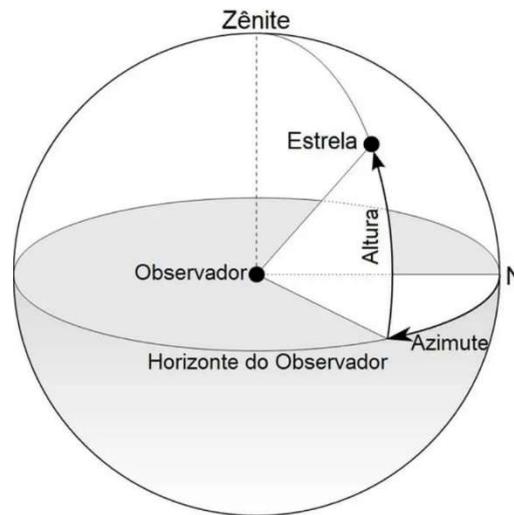
A radiação solar que chega à uma superfície é constituída por duas componentes distintas radiação direta e radiação difusa. A radiação direta é aquela que chega diretamente do sol sem sofrer dispersão e reflexão. Por outro lado, a radiação difusa é a parcela que é dispersada pela atmosfera e chega à superfície terrestre em todas as direções. A potência de radiação solar, em Watt, incidente em 1 m<sup>2</sup> de superfície é denominada irradiância solar [9], geralmente é expressa em Watts por metro quadrado (W/m<sup>2</sup>). A soma da irradiância direta com a irradiância difusa é chamada de irradiância global, representando a totalidade da radiação solar incidente sobre uma superfície.

Por sua vez, a irradiação é a quantidade total de energia solar recebida por uma superfície durante um determinado período de tempo, expressa em joules por metro quadrado (J/m<sup>2</sup>) ou em quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m<sup>2</sup>). Refere-se à energia total recebida ao longo de um período, levando em conta tanto a irradiância quanto o tempo de exposição.

### **2.1.3 Azimute**

O azimute solar é a medida angular de orientação da posição do sol no horizonte em relação ao norte verdadeiro, conforme explicitado na Figura 1.

Figura 1 - Sistema de coordenadas horizontal



Fonte: Adaptado de [10].

Ele é determinado pela projeção da posição do sol no plano horizontal, geralmente expresso em graus. O azimute solar varia ao longo do dia conforme o movimento aparente do sol no céu. Esse parâmetro é fundamental para o posicionamento dos sistemas fotovoltaicos, pois influencia diretamente a quantidade de radiação solar recebida pelos painéis solares ao longo do dia. Para um sistema FV instalado no hemisfério sul, a orientação ideal afim de maximizar a sua geração é instalar os painéis faceando o norte. Contudo, em sistemas FV instalados sobre as edificações torna-se mais difícil seguir esta premissa, visto que neste caso, o ângulo de azimute e de inclinação dos painéis depende do telhado da instalação.

#### **2.1.4 Ano Meteorológico Típico (TMY)**

O Ano Meteorológico Típico (*Typical Meteorological Year – TMY*), é uma representação estatística ao longo de um ano em uma determinada região, geralmente baseado em dados históricos de longo prazo. Com o objetivo de capturar padrões médios de temperatura, precipitação, radiação solar, velocidade do vento e outros parâmetros climáticos importantes, esses dados são agrupados em intervalos de tempo específicos, como meses ou estações, para fornecer uma visão abrangente do clima típico da região ao longo de um ano. Em outras palavras, o TMY consiste na determinação estatística dos meses individuais de dados meteorológicos que melhor representam as condições meteorológicas tomando como base a climatologia de um

período de 30 anos [11]. Assim como em [11], devido à falta de uma série de dados com 30 anos de extensão, foi utilizada uma série de dados observados em um período de 19 anos. Portanto, o TMY é desenvolvido para ser uma representação média equilibrada das condições climáticas ao longo do tempo, removendo possíveis vieses causados por anos extremamente chuvosos, quentes, frios ou secos.

Através destas bases históricas, são fornecidas estimativas de variáveis ambientais que podem ser utilizados como referência padrão para análises climáticas e previsões de geração de energia solar e eólica. As rotinas computacionais para tratamento dos dados utilizados ao longo deste TCC foram baseadas nos Testes Globais descritos em [12]. Seguindo o estabelecido em [13] foi gerado um TMY que foi utilizado como entrada do *software* PVsyst, com o objetivo de obter a expectativa da produção anual da usina e comparar com a geração real produzida.

### **2.1.5 PVsyst**

Com a expansão dos sistemas FV, surgiu a necessidade de desenvolver *softwares* que conseguissem simular usinas fotovoltaicas da melhor maneira possível. O *PVsyst* é um *software* de simulação e análise de sistemas FV amplamente utilizado na indústria solar. Nele, estão disponíveis uma variedade de recursos para modelagem, dimensionamento, análise e otimização de sistemas FV em diferentes tipos de instalações, desde residenciais até grandes parques solares.

O *PVsyst* destaca-se pela sua capacidade de fornecer informações detalhadas e precisas sobre o desempenho esperado de um sistema fotovoltaico em condições específicas de localização, incluindo dados climáticos, características do terreno, orientação e inclinação dos painéis solares, entre outros parâmetros. Dessa forma, é possível que projetistas e instaladores avaliem o potencial de geração de energia solar de um determinado local e otimizem o projeto do sistema afim de maximizar sua eficiência e retorno financeiro. Como resultado, o *PVsyst* desempenha um papel crucial nas etapas anteriores à instalação dos sistemas FV.

## **2.1.6 Instrumentos de medição**

### **2.1.6.1 Piranômetro**

Os piranômetros são instrumentos utilizados para medir a irradiância solar global e difusa incidente em uma superfície horizontal. Para a medição da irradiância global, o dispositivo deve ser posicionado em superfície estável, horizontal e livre de quaisquer obstruções que possa causar sombreamento, já para a medição de irradiância difusa o instrumento pode ser montado em superfícies fixas e é dotado de um sistema de sombreamento que bloqueia a influência da irradiância direta [9].

São compostos por uma cúpula de vidro que permite a entrada da radiação solar e um sensor sensível à luz localizado no interior, assim como ilustrado na Figura 2. Esse sensor converte a radiação solar em um sinal elétrico, que é então utilizado para calcular a irradiância solar em Watts por metro quadrado ( $W/m^2$ ).

O piranômetro possui uma curva de resposta quase plana na faixa espectral entre 300 e 3000 nm [4]. Desta forma, é importante ressaltar que o espectro de absorção do piranômetro pode diferir do espectro de absorção dos módulos FV. Por sua vez, os módulos FV têm um espectro específico para os materiais semicondutores que compõem as células solares. Isso significa que os módulos podem ter uma resposta de absorção mais seletiva em relação ao espectro solar, concentrando-se nas faixas de comprimentos de onda que correspondem melhor às características de absorção de seus materiais semicondutores. Devido a essas diferenças nos espectros de absorção, a irradiância medida pelo piranômetro pode não corresponder exatamente à irradiância percebida pelo módulo fotovoltaico. No entanto, os dados aferidos pelo piranômetro ainda são valiosos para fornecer uma medida geral da radiação solar incidente, que pode ser usada para estimar a produção de energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos.

Figura 2 - Piranômetro



Fonte: Adaptado de [9].

O seu funcionamento é baseado na conversão da radiação solar em corrente elétrica proporcional à radiação solar recebida e o sinal elétrico é convertido em uma medida de irradiância solar. É importante destacar também que os piranômetros têm uma constante de tempo relativamente alta (tempo de resposta < 15 segundos), o que significa que eles não são adequados para medir variações rápidas na irradiância, como as causadas por sombras passageiras. Essa característica torna-o mais adequado para medições de longo prazo.

Caso para a aplicação seja necessária uma resposta mais rápida e com maior precisão, é recomendada a utilização de uma célula de referência, um dispositivo semicondutor que pode ser usado para medir a irradiância solar. Essas células são calibradas para produzir uma corrente elétrica proporcional à irradiância incidente e são projetadas para ter uma constante de tempo muito curta, permitindo capturar variações rápidas da radiação.

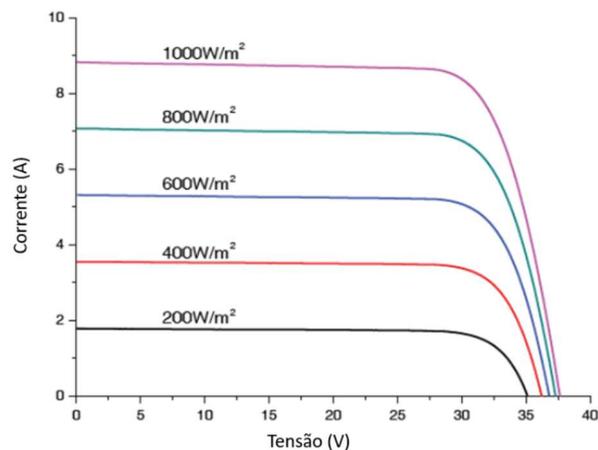
#### 2.1.6.2 Traçador de curvas I-V

A curva I-V fotovoltaica é uma representação gráfica da relação entre a corrente elétrica e a tensão de dispositivos fotovoltaicos e pode ser observada na Figura 3. O traçador de curvas, apresentado na Figura 4, é o equipamento utilizado para caracterizar e analisar o comportamento das curvas I-V. Essa curva fornece informações importantes sobre o desempenho do dispositivo, incluindo sua eficiência,

capacidade de geração de energia e comportamento sob diferentes condições de operação.

Através deste equipamento, são mensurados os parâmetros elétricos dos módulos ou *strings* na condição de operação no momento da medição e na STC (*Standard Test Conditions* – Irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de  $25^\circ\text{C}$  e massa de ar de 1,5). Para que os resultados de medição sejam representados em STC, os valores de corrente e tensão são corrigidos a partir dos valores de irradiância e temperatura no momento que a medição é realizada. Essa correção é feita utilizando um procedimento de translação definido em normas ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e IEC (*International Electrotechnical Commission*), que, embora simples e eficaz, traz certa imprecisão na curva I-V estimada na STC.

Figura 3 - Curva I-V



Fonte: Adaptado de [14].

Figura 4 - Traçador de curvas modelo PVE PVPM1500X, fabricado pela Photovoltaik Engineering - PVE



Fonte: Adaptado de [15].

### **2.1.7 Fator de Dimensionamento do Inversor - FDI**

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é simplesmente a razão entre a potência nominal do inversor (kW) e a potência pico do gerador fotovoltaico (kWp) em STC e pode ser definido conforme a equação 2.1. Em outras palavras, é a capacidade do inversor de entregar uma potência consideravelmente maior do que a nominal por um período limitado. Um FDI maior significa que o inversor pode lidar com sobrecargas temporárias de potência sem interrupção ou falha no funcionamento.

$$FDI = \frac{Pot. c. a.}{Pot. c. c.} \quad (2.1)$$

Os inversores de um sistema fotovoltaico têm a capacidade de suportar uma potência de entrada em c.c. que excede sua potência nominal de saída em c.a. por motivos relacionados à tecnologia, design e requisitos operacionais do sistema. Avanços tecnológicos em semicondutores e controle de energia permitem que os inversores modernos operem de maneira eficiente e segura, mesmo quando submetidos a condições de carga variáveis e picos de geração solar. Além disso, os inversores são projetados para lidar com sobrecargas temporárias de potência, especialmente durante momentos de alta irradiação solar, onde os painéis solares podem gerar mais energia do que o inversor pode converter para corrente alternada.

Desta forma, devido aos avanços tecnológicos, necessidades operacionais e requisitos de segurança do sistema fotovoltaico, os inversores são projetados para suportar uma potência de entrada c.c. maior do que sua potência nominal c.a. Isso garante uma operação confiável e eficiente do sistema sob uma variedade de condições de operação.

Para [6], a análise do FDI, tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. Quando o FDI é adequado, o inversor tem a capacidade de lidar eficientemente com toda a energia gerada pelos painéis solares, convertendo-a em eletricidade utilizável de forma eficaz. Isso significa que o sistema está operando em sua capacidade máxima de geração de energia, o que resulta em uma maior produção de eletricidade utilizável para alimentar dispositivos elétricos ou para ser injetada na rede elétrica. Com uma maior produção de energia e uma capacidade de geração otimizada, o tempo necessário para o sistema FV gerar energia suficiente para compensar o investimento inicial é reduzido.

A análise do FDI é uma importante avaliação e é particular para cada localidade, devido à dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura).

O fator de sobrecarga também é um importante parâmetro que afeta o desempenho e a eficiência dos sistemas FV. Refere-se à relação entre a potência de c.c. máxima que os módulos solares podem fornecer e a potência de c.a. nominal do inversor, definido conforme equação 2.2. Este fator é expresso como uma relação entre as duas potências, sendo geralmente representado por um número maior que 1.

$$F_s = \frac{Pot. c. c.}{Pot. c. a.} \quad (2.2)$$

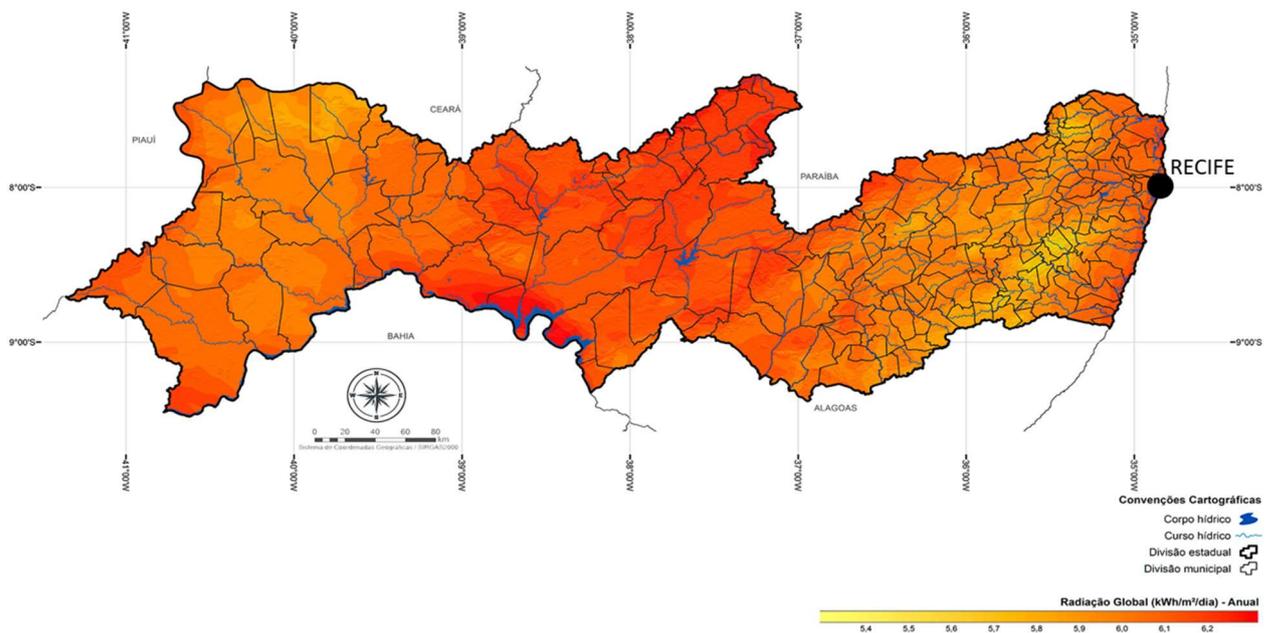
Assim como a análise do FDI, o fator de sobrecarga desempenha um papel crucial no dimensionamento e na operação eficiente de sistemas fotovoltaicos,

garantindo que o sistema seja capaz de lidar com variações na produção de energia e operar de forma confiável em diversas condições ambientais.

## 2.2 Caracterização da Região

Localizado próximo à linha do Equador, o estado de Pernambuco (PE) é quente e úmido, desfrutando de um clima estável durante todo o ano. O litoral possui baixas amplitudes térmicas entre 25°C e 30°C e umidade relativa do ar na faixa de 80%. A Figura 5 ilustra a distribuição da irradiação média anual no estado, em destaque para a capital Recife, cuja irradiação média varia de aproximadamente 5,4 a 6,2 kWh/m<sup>2</sup> por dia [16]. Esses valores indicam uma excelente disponibilidade de energia solar nesta região e conseqüentemente torna o estado um ótimo local para a produção de energia solar.

Figura 5 - Mapa de radiação global do Estado de Pernambuco



Fonte: Adaptado de [17].

### **2.3 Evolução da Energia Solar Fotovoltaica na Universidade Federal de Pernambuco – UFPE**

A pesquisa na área de SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede - esteve presente desde os anos 2000 na UFPE. Através do Grupo de Fontes Alternativas de Energia (FAE), do Departamento de Energia Nuclear (DEN) da UFPE, grandes projetos foram desenvolvidos em parcerias com empresas como a Chesf. Porém, dentro da universidade, não existia uma produção expressiva de energia elétrica através de fonte solar. No mesmo período, o grupo FAE estava envolvido em pesquisas em SFCR de diferentes configurações instalados em regiões com características climatológicas diferenciadas: Sistema São Lucas, localizado na Ilha de Fernando de Noronha/Mar Atlântico de clima tropical úmido, Sistema Lampião na região Xingó, semiárido do Nordeste de clima tropical seco e o Sistema UFPE, localizado na área de testes do grupo FAE, na cidade do Recife com clima tropical úmido [18].

O parque fotovoltaico da UFPE evoluiu aos poucos: no ano de 2004, em um projeto coordenado pela professora Elielza Barbosa, foram instaladas duas usinas no campus Recife, uma no grupo FAE, com potência total instalada de 1,6 kWp e outra na Biblioteca Central, com potência total instalada de 3 kWp. Já no ano de 2016, em uma parceria da UFPE com a União Europeia, foi instalada uma usina de potência total instalada de 10 kWp.

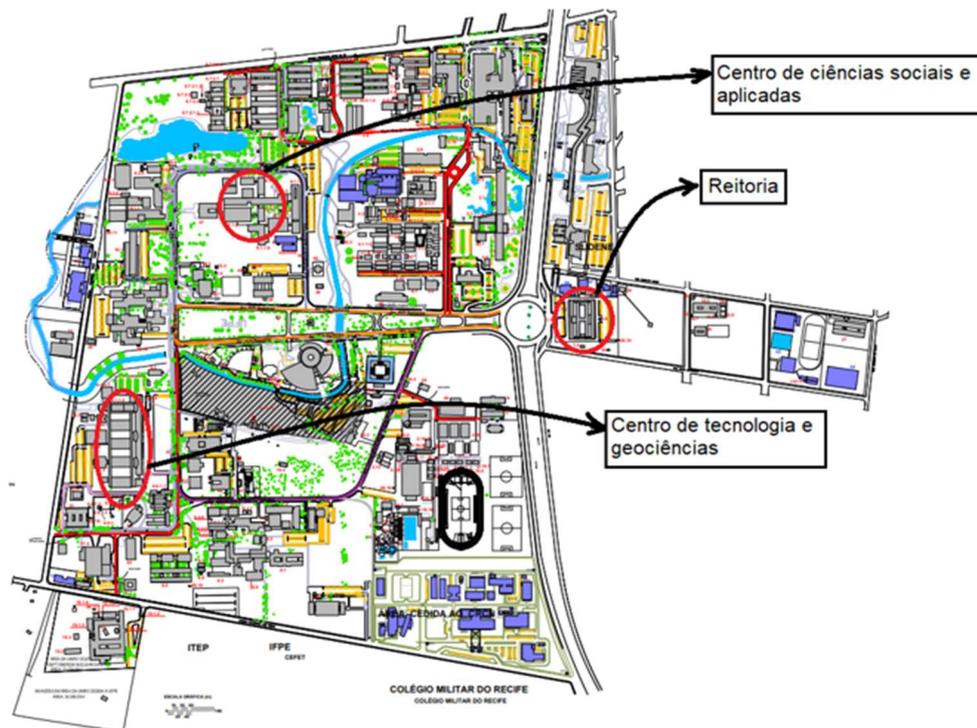
Antes da instalação das três novas usinas, o campus Recife contava com uma potência instalada de apenas 14,6 kWp. Desde o ano de 2021, a universidade conta com 569,36 kWp de potência instalada no campus, sendo 554,76 kWp referente as novas usinas do Campus e 14,6 kWp referente aos sistemas anteriores. Considerada uma ação estratégica da UFPE, a diversificação da matriz energética na universidade casou perfeitamente com o aumento do valor da tarifa da energia. No ano de 2021, o Brasil viveu a maior crise hídrica dos últimos anos. Além da redução da oferta de alimentos e água para a população e os impactos na economia, o esvaziamento dos reservatórios de água do país abala diretamente a produção de energia elétrica. Uma consequência direta da crise hídrica é o aumento do valor do MWh da energia elétrica. No mês de julho de 2021, a mudança na bandeira tarifária para a bandeira vermelha 2 ocasionou um aumento de 52% no valor da conta de energia para consumidor final.

## 2.4 Caracterização dos Sistemas Fotovoltaicos da UFPE – *Campus Recife*

Como passo inicial da transição energética da UFPE, foram inicialmente instaladas três usinas fotovoltaicas no Campus Recife da UFPE, localizadas nas coberturas da Reitoria, do Centro de Tecnologia e Geociências (CTG) e do Centro de Ciências Sociais e Aplicadas (CCSA). As três instalações juntas têm uma potência total instalada de 554,76 kWp. As descrições técnicas das usinas estão discriminadas abaixo e resumidas na Tabela 1.

As usinas do campus Recife são, em sua totalidade, compostas por módulos fotovoltaicos policristalinos da Astronergy [19] que possuem uma eficiência laboratorial de 17,8% e área de 1,92m<sup>2</sup>. Os inversores utilizados no campus são da HUAWEI, modelos SUN 2000-60 KTL-M0 [20], com eficiência 98,7% e SUN 2000-36 KTL, com eficiência 98,6%, ambos com tensão de saída de 380 V. As três usinas foram instaladas em locais distintos e afastados um dos outros no Campus. A Figura 6 ilustra o mapa atual da UFPE e a localização das usinas está demarcada por um círculo vermelho circulando as respectivas edificações

Figura 6 - Mapa de ocupação do Campus Recife da UFPE.



Fonte: Adaptado de [18].

O sistema fotovoltaico da Reitoria, Figura 7, é composto por 344 módulos policristalinos da Astronergy, com potência nominal de 345 Wp cada. Assim, este sistema totaliza uma potência nominal c.c. instalada de 118,68 kWp. Os inversores usados para a processamento da energia são dois, ambos da HUAWEI, e têm potências nominais de 40 e 60 kW, totalizando 100 kW. O sistema FV da Reitoria ocupa uma área total de 665,45 m<sup>2</sup>.

Figura 7 - Imagem parcial da Usina Reitoria



Fonte: Próprio autor.

A instalação da Usina CTG mostrada na Figura 8 é composta por 792 módulos policristalinos da Astronergy, com potência nominal de 345 Wp cada. Totalizando uma potência nominal de 273,24 kWp e 1.532 m<sup>2</sup> de área total. Assim, para contemplar o gerador fotovoltaico foram utilizados três inversores HUAWEI de 60 kW totalizando uma potência de 180 kW, com tensão de saída setada em 380V.

Figura 8 - Vista parcial da usina CTG.



Fonte: Próprio autor.

O CCSA, Figura 9, possui uma usina composta por 472 módulos policristalinos da Astronergy e, assim como as usinas CTG e Reitoria, a potência nominal dos módulos é igual a 345 Wp. Totalizando uma potência CC instalada de 162,84 kWp, o sistema possui dois inversores da HUAWEI de potência nominal igual a 60 kW cada. A tensão de saída no inversor está setada para 380V. O sistema CCSA possui 913,06 m<sup>2</sup> de área total.

Figura 9 - Foto parcial da usina CCSA



Fonte: Próprio autor.

As três usinas fotovoltaicas instaladas no campus Recife operam no modo *on-grid*, ou seja, nestes sistemas a geração de energia através do sol está conectada à rede elétrica da concessionária de energia. Além disso, o faturamento da energia elétrica está diretamente relacionado com a produção e consumo: se for gerada mais energia do que o consumo a produção será convertida em créditos de energia, por outro lado, se o sistema não conseguir gerar energia suficiente para suprir a carga consumida, a concessionária de energia suprirá o restante. Porém, é de extrema importância ressaltar que nenhuma das usinas foram dimensionadas para suprir a totalidade da demanda de energia da edificação.

Tabela 1 - Quadro de características dos SFCR Reitoria, CTG e CCSA - Campus Recife

Localização	Reitoria	CTG	CCSA
Número de módulos	344	792	472
Potência nominal dos módulos p-Si, Astronergy (Wp)	345	345	345
Potência total instalada (kWp)	118,68	273,24	162,84
Potência nominal dos inversores (kW) - Tipo 1	60	60	60
Quantidade de inversores - Tipo 1	1	3	2
Potência nominal dos inversores (kW) - Tipo 2	40	-	-
Quantidade de inversores - Tipo 2	1	-	-
Potência total dos inversores (kW)	100	180	120
Tensão de saída do inversor (V)	380	380	380
Área total da usina (m <sup>2</sup> )	665,45	1532	913,06
Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	0,843	0,658	0,737

Fonte: Próprio autor.

### **3 ANÁLISE COMPARATIVA: GERAÇÃO REAL X GERAÇÃO ESPERADA DA USINA CTG**

Com o objetivo de comparar os valores reais de geração com os teóricos esperados, fez-se necessária a utilização de diversas ferramentas para obtenção e análise de dados. O monitoramento operacional consistiu na análise de dados obtidos através de um SAD local, dados obtidos através do supervisor do inversor, dados da Estação Meteorológica FAE da UFPE e testes físicos de conformidade realizados *in loco*. Especificamente, neste trabalho serão apresentados o acompanhamento do desempenho operacional e resultados obtidos do SFCR localizado no telhado do Centro de Tecnologia e Geociências – CTG.

#### **3.1 Bases de dados: Parâmetros Utilizados**

Os dados coletados dos parâmetros ambientais e elétricos são provenientes de quatro fontes de informação distintas:

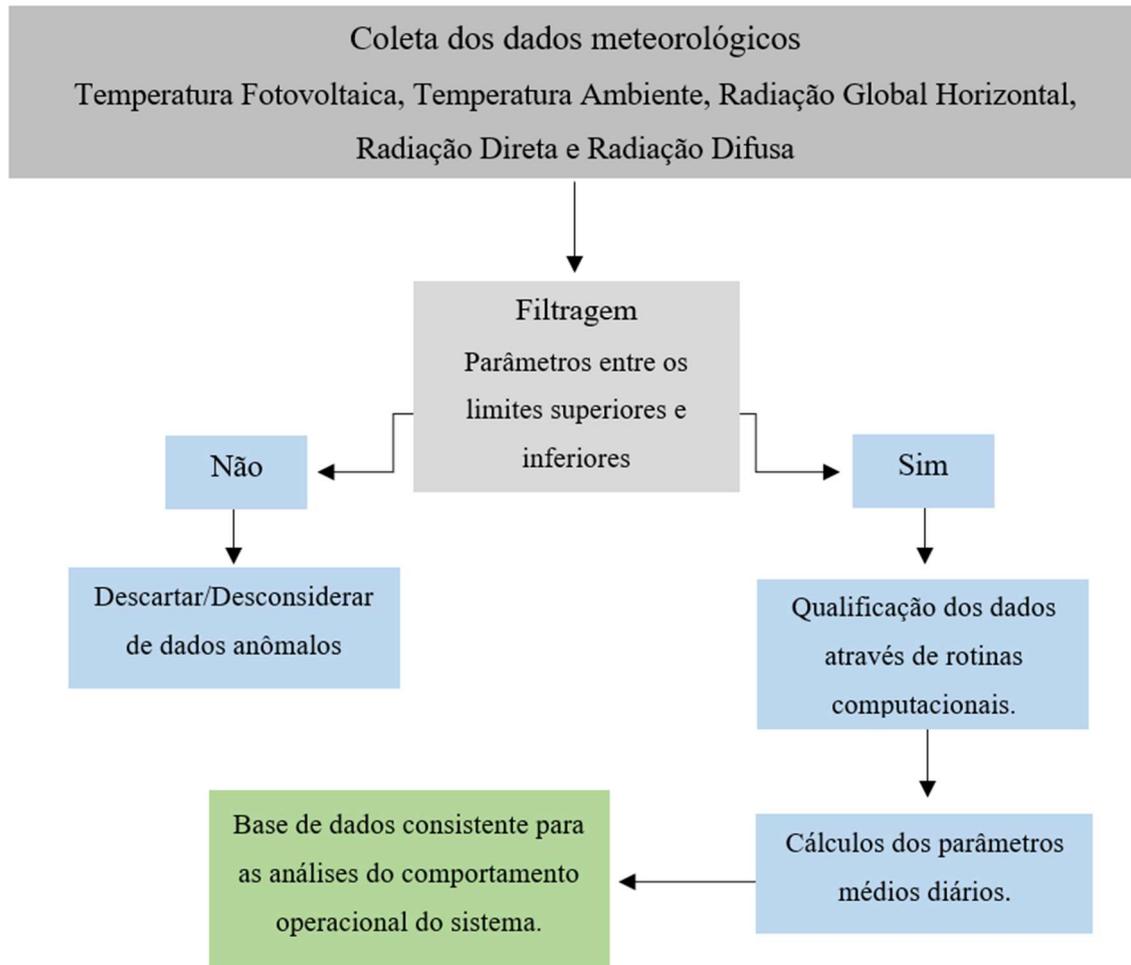
- Estação FAE – Parâmetros ambientais
  - Variáveis medidas:
    - Radiação Horizontal Total
    - Radiação Horizontal Difusa
    - Radiação Direta Normal
    - Temperatura Ambiente
    - Velocidade e Direção do Vento
    - Umidade Relativa do Ar
    - Albedo
- Sistema supervisor da WEG – Parâmetros elétricos e ambientais
  - Variáveis medidas:
    - Radiação Solar
    - Temperatura Ambiente

- Potência ativa
  - Energia Gerada
  - Tensão de Linha
  - Corrente de linha
  - Corrente por MPPT
  - Tensão por MPPT
  - Potência por MPPT
  - Fator de Potência
  - Temperatura do inversor
- Sistema Local (SAD) – Parâmetros ambientais
    - Variáveis medidas:
      - Irradiação no plano do módulo
      - Temperatura do módulo fotovoltaico
      - Temperatura dos inversores
      - Temperatura ambiente
- Extratos do consumo de energia com a Concessionária Local – Parâmetros elétricos
    - Variáveis medidas:
      - Consumo Ponta (kWh)
      - Consumo Fora Ponta (kWh)
      - Energia injetada (kWh)

Após a coleta destes dados, formou-se uma base de dados extensa alimentada mensalmente. A fim de viabilizar a interpretação dos dados foram criadas rotinas computacionais, integrando a linguagem Python e o Excel. É importante ressaltar que,

apesar do uso de códigos, foi adotado um procedimento criterioso de controle de qualidade para tratar os dados meteorológicos obtidos através do SAD e da Estação FAE, como descritos brevemente no fluxograma da Figura 10, baseado nos critérios de testes globais descritos em [12].

Figura 10 - Fluxograma representativo do caminho de tratamento de dados.



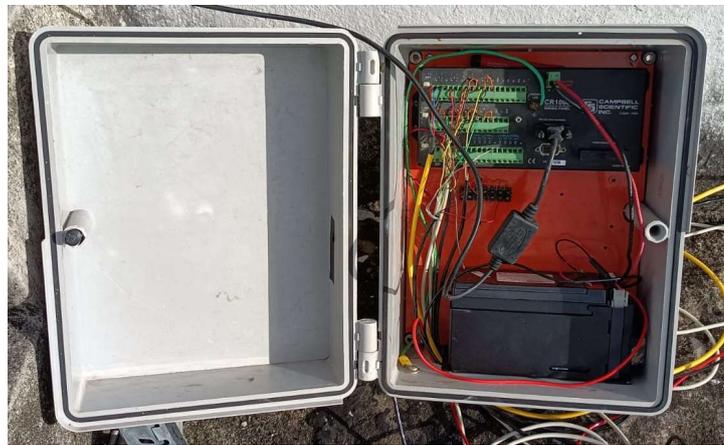
Fonte: Próprio autor.

### 3.1.1 Medição do recurso solar

Para medição e análise do recurso solar foram utilizadas duas bases de dados: Estação Meteorológica FAE/UFPE e Estação Local – SAD. A extensa e existente base de dados terrestres a longo prazo do FAE permitiu complementar e verificar os dados obtidos na Estação Local.

A Estação Local envolve um SAD, sensores solarimétricos no plano do arranjo fotovoltaico, sensores de medição para as temperaturas ambiente e do dispositivo fotovoltaico. O solarímetro mede a radiação solar incidente no plano, parâmetro essencial para verificar o desempenho do sistema. Para a medição da temperatura do módulo fotovoltaico foram instalados dois sensores LM-35 posicionados no *backsheet* do módulo: um sensor foi posicionado no centro do painel e outro no extremo do módulo. As Figuras 11 e 12 auxiliam a ilustrar as montagens efetuadas para o desenvolvimento da Estação Local.

Figura 11 - SAD instalado na usina FV do CTG/UFPE.



Fonte: Próprio autor.

Figura 12 - Solarímetro instalado no plano do módulo da usina FV do CTG/UFPE.



Fonte: Próprio autor.

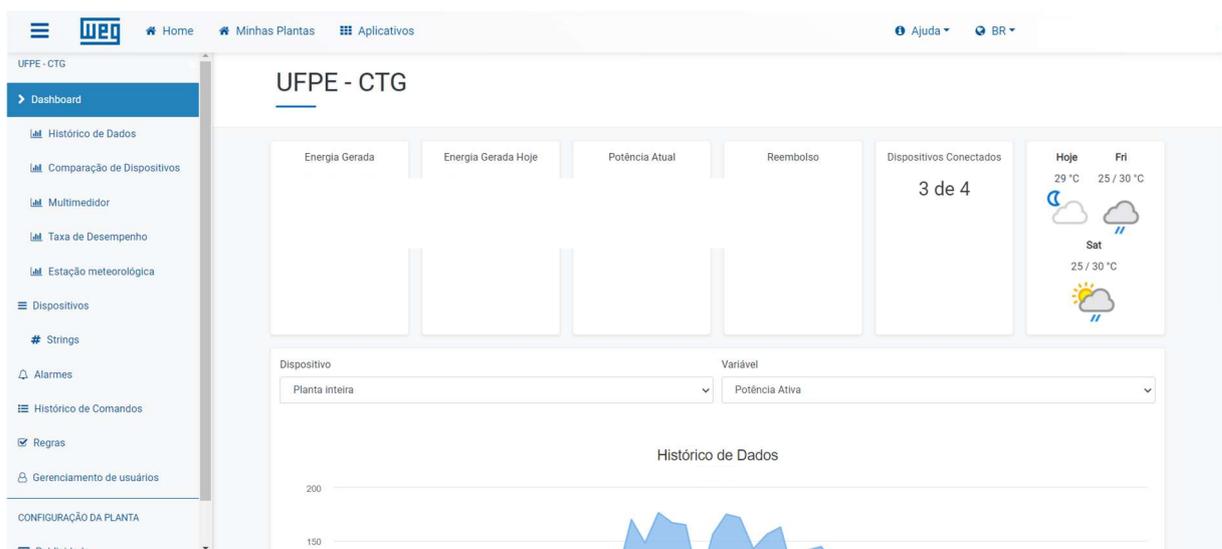
Os dados obtidos foram essenciais para a continuidade desta pesquisa, visto que através da coleta de dados minuto a minuto foi possível monitorar os processos

além de permitir também a sincronização entre todas as medições com uma boa precisão e confiabilidade.

### 3.1.2 Sistema Supervisório WEG

O sistema supervisório da WEG é uma ferramenta essencial para o monitoramento dos parâmetros elétricos fornecidos pelos inversores da usina. O acompanhamento em tempo real do desempenho dos inversores, permitiu verificar a produção de energia e identificar eventuais problemas ou falhas imediatamente. Através de um simples portal via *web*, como apresentado na Figura 13, o sistema supervisório é fácil de navegar e buscar as variáveis de interesse.

Figura 13 - Portal da WEG.



Fonte: Próprio autor.

O sistema supervisório registra dados históricos de operação, permitindo uma análise detalhada do desempenho do sistema ao longo do tempo e a identificação de tendências de operação. Em resumo, o sistema supervisório da WEG desempenha um papel crucial no acompanhamento em tempo real, diagnóstico de falhas, otimização do desempenho e análise de dados para garantir a operação confiável e eficiente dos inversores fotovoltaicos em sistemas de geração solar.

### 3.2 O SFCR do CTG/UFPE

O SFCR do CTG/UFPE preenche todo o telhado da edificação, conforme explicitado na Figura 14. A posição do arranjo FV seguiu a inclinação natural do telhado faceando o Oeste, resultando em um posicionamento similar para o plano coletor da radiação solar:  $10^\circ$  de inclinação e  $-84,3^\circ$  de azimute. Nas Figuras 8, 15 e 16 estão ilustradas a vista parcial da usina CTG, vista geral do arranjo e os três inversores instalados, respectivamente. Conforme mencionado anteriormente, a instalação consiste em 792 módulos de modelo CHSM6612P-345W [19] e 3 inversores de modelo SUN2000-60KTL-M0 [20] da HUAWEI, dados estes resumidos na Tabela 2.

Figura 14 - Foto de satélite da Usina FV do CTG/UFPE.



Fonte: Adaptado do Google Earth.

Figura 15 - Vista geral do arranjo (792 módulos)



Fonte: Próprio autor.

Figura 16 - Grupo de inversores (3x60kW)



Fonte: Próprio autor.

Tabela 2 - Características do SFCR CTG/UFPE.

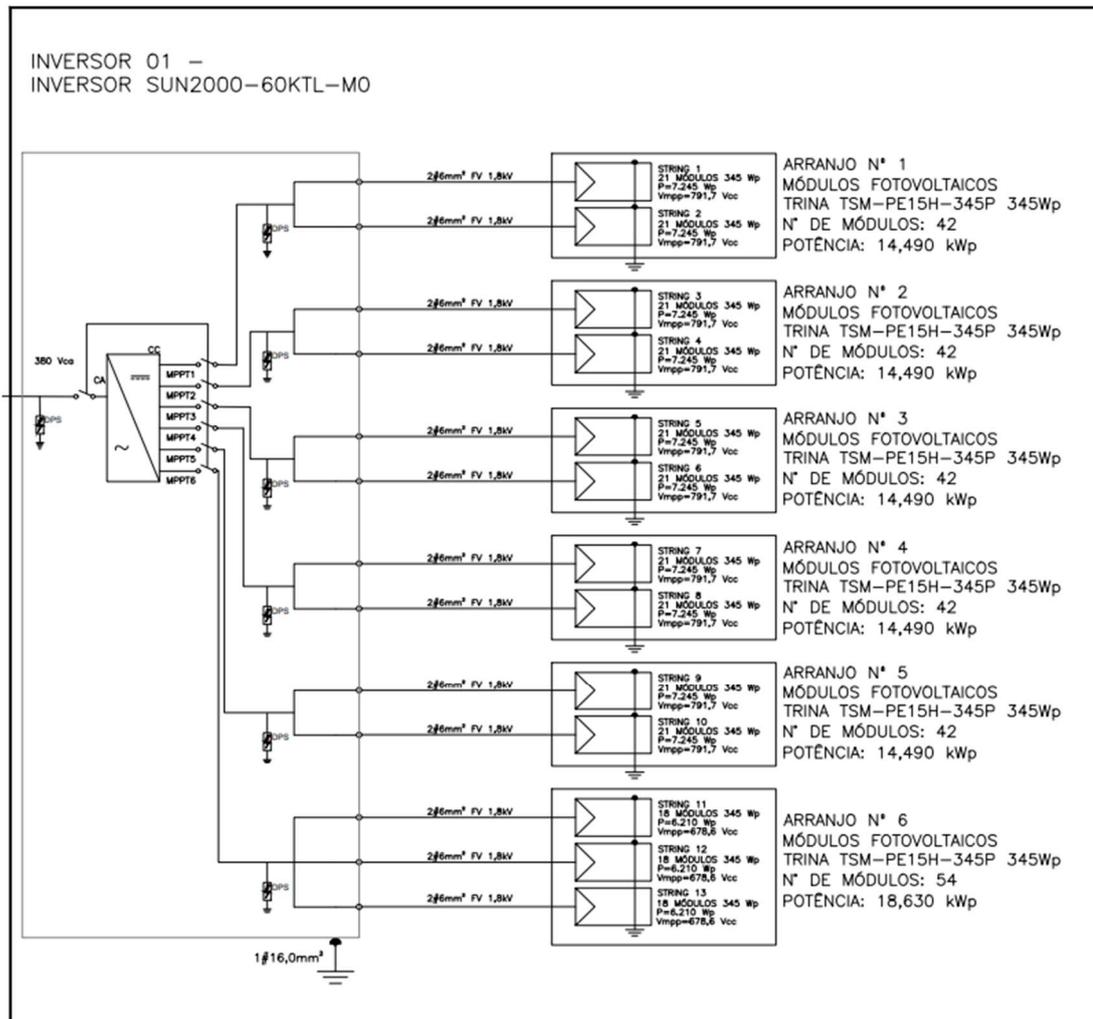
Tecnologia dos módulos	Silício Policristalino (p-Si)
Quantidade de módulos	792
Potência total dos módulos	273,24 kWp
Quantidade de inversores	3
Potência total dos inversores	180 kW

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 17, encontra-se o esquemático do projeto, detalhando a distribuição das séries FV (*strings*) por entrada MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) para um dos inversores do sistema. Cada inversor possui 13 séries FV e capacidade para 6

MPPTs. A distribuição das séries FV por MPPTs segue o seguinte padrão: as cinco primeiras entradas MPPTs são configuradas com duas séries FV paralelizadas internamente no inversor, consistindo em 21 módulos por série FV, totalizando 42 módulos e uma potência de 14,490 kWp por entrada MPPT. Por sua vez, a sexta e última entrada MPPT é configurada de forma diferente: possui três séries FV paralelizadas, cada uma contendo 18 módulos, totalizando 54 módulos, sendo que duas dessas séries FV estão paralelizadas externamente ao inversor FV e outra internamente no inversor FV. A potência dessa entrada MPPT é de 18,63 kWp. É importante salientar que essa configuração das séries FV repetida de maneira uniforme para os três inversores da instalação, assegurando, em projeto, uma operação homogênea.

Figura 17 - Configuração das *strings* por entrada MPPT.



Fonte: Adaptado de [25].

### 3.3 Simulação

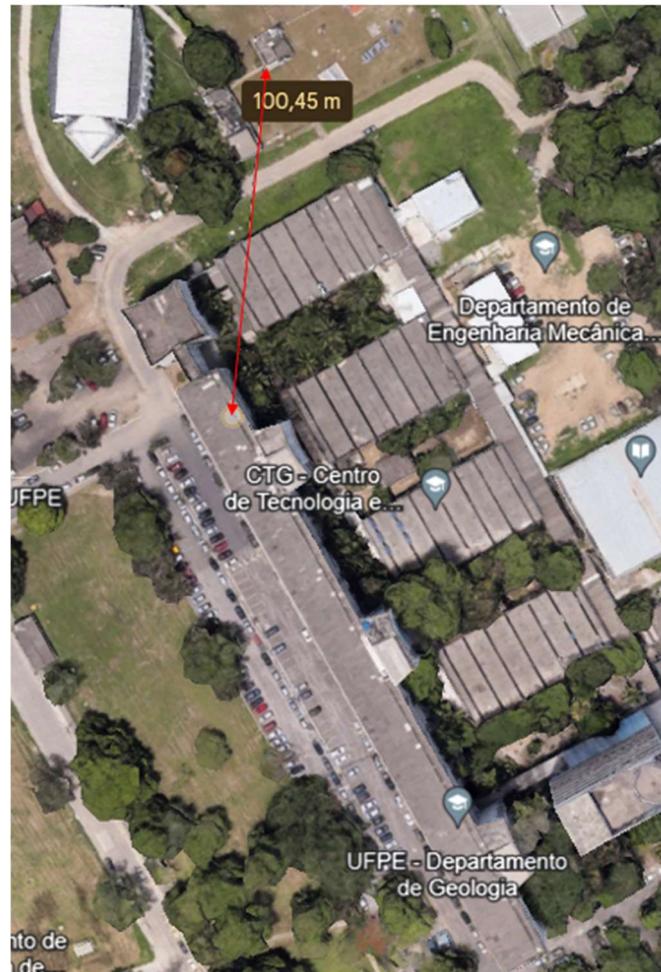
Foram realizadas simulações com base no *as-built* (como construído) do sistema fotovoltaico instalado, visando estabelecer um comparativo entre a geração de energia real e a estimada. O *as-built*, que representa o estado do sistema após a sua instalação, fornece parâmetros e características específicas, como a disposição dos módulos fotovoltaicos, a distribuição das séries FV por entrada MPPT do inversor, entre outros dados relevantes.

#### 3.3.1 Ano meteorológico típico (TMY) para o SFCR do CTG/UFPE

O TMY é construído com os 12 meses da série de longo prazo horária que mais se aproximam do comportamento típico das condições climáticas desejadas [13]. Para tal elaboração, é necessária a existência de medições locais a fim de compará-las com as séries de longo prazo obtidas através de medições por satélites.

Desta forma, para elaborar o TMY para o SFCR do CTG/UFPE foram utilizadas as medições de Radiação Horizontal Total, Radiação Horizontal Difusa, Velocidade do Vento e Temperatura Ambiente medidas na Estação FAE. A utilização dos dados obtidos através desta base de medição torna-se possível devido à proximidade física entre o SFCR do CTG/UFPE e a Estação FAE (cerca de 100 metros), Figura 18.

Figura 18 - Foto de satélite ilustrando a distância entre o Sistema CTG e a Estação FAE



Fonte: Adaptado de Google Earth.

Para a realização do TMY, este trabalho analisa o recurso solar no período de Fevereiro/2004 a Outubro/2023 para a região do CTG da UFPE, local onde está instalado a Usina. Para a análise do recurso solar, da velocidade do vento e da temperatura ambiente, as séries de longo prazo devem ser comparadas com as variáveis ambientais medidas *in-loco*. Conforme estabelecido em [13], são empregadas séries de radiação provenientes do modelo físico baseado em imagens de satélite da *Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS)*. Já as séries de temperatura ambiente e velocidade do vento foram obtidas através do modelo ERA5-Land do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)*. Após todas as análises e adaptações pertinentes das variáveis estudadas, um ano meteorológico típico é obtido, cujo resultado está resumido na Tabela 3. Detalhes da metodologia para obtenção do TMY podem ser acessadas em [13].

Tabela 3 - TMY gerado

	<b>Irradiação Horizontal Total (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Irradiação Horizontal Difusa (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Temperatura Ambiente (°C)</b>	<b>Vel. do Vento (m/s)</b>
Jan - TMY	169,3267	86,7960	27,3372	2,5800
Fev - TMY	173,5151	74,8268	27,8028	2,5985
Mar - TMY	181,2671	81,0707	27,3245	2,1928
Abr - TMY	150,3445	68,2156	26,6696	2,1468
Mai - TMY	130,0490	64,8796	25,7297	2,3300
Jun - TMY	122,7074	57,0425	24,7690	2,3300
Jul - TMY	135,3766	58,1750	24,6589	3,1627
Ago - TMY	159,5540	63,6266	24,5335	3,4775
Set - TMY	175,3660	72,9036	25,7943	3,2752
Out - TMY	188,3850	78,6188	26,7141	3,2269
Nov - TMY	189,7524	75,1409	26,7017	3,3028
Dez - TMY	184,8837	79,7871	27,7453	2,7303

Fonte: Próprio autor.

Em seguida à elaboração do TMY, os resultados obtidos foram inseridos no *PVSyst* de forma a avaliar a geração típica da UFV.

### 3.3.2 *PVSyst*: Simulação do SFCR do CTG/UFPE

A partir dessas informações, o *PVSyst* foi utilizado como ferramenta de modelagem e simulação para prever a quantidade de energia que o sistema deveria gerar ao considerar a geolocalização, a orientação dos módulos, a inclinação, o azimute, o sombreamento do sistema, os aspectos técnicos como o funcionamento do inversor e o TMY obtido anteriormente.

Após a realização das simulações, os resultados obtidos foram comparados com os dados reais de geração de energia do sistema, registrados ao longo de um período de monitoramento. Essa análise comparativa permitiu avaliar a qualidade da instalação do SFCR e o desempenho real do sistema fotovoltaico, identificando eventuais disparidades e possibilitando ajustes ou otimizações necessárias para melhorar o desempenho e a eficiência do sistema no futuro. A comparação entre os dados reais da geração produzida pelo sistema ao longo do ano de 2022 e o simulado estão mostradas na Tabela 4.

Tabela 4 - Geração Real (2022) e estimada.

	Geração Real em 2022 (MWh)	Geração estimada – PVSyst (MWh)	Erro
Jan	34,39	36,26	-5,16%
Fev	26,49	36,48	-27,38%
Mar	21,89	34,99	-37,44%
Abr	28,36	32,09	-11,62%
Mai	25,23	24,97	1,04%
Jun	24,42	26,92	-9,29%
Jul	26,63	30,17	-11,73%
Ago	30,89	32,17	-3,98%
Set	32	35,95	-10,99%
Out	34,48	39,17	-11,97%
Nov	33,45	39,83	-16,02%
Dez	35,78	38,98	-8,21%
Total	354,01	407,98	-13,23%

Fonte: Próprio autor.

Ao analisar a tabela, é evidente a diferença entre as gerações. Em termos anuais, a energia real gerada foi cerca de 14% menor do que a estimada pelo PVSyst usando o TMY. A partir desta constatação foi iniciada uma série de estudos com o objetivo de investigar essa perda de geração e avaliar se há algum vício na instalação ou ponto de melhoria na operação do sistema FV que pudesse justificar essa perda, propondo melhorias ao gestor do SFCR do CTG/UFPE.

## **4 ANÁLISE *IN LOCO* DA INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO DO SFCR DO CTG/UFPE**

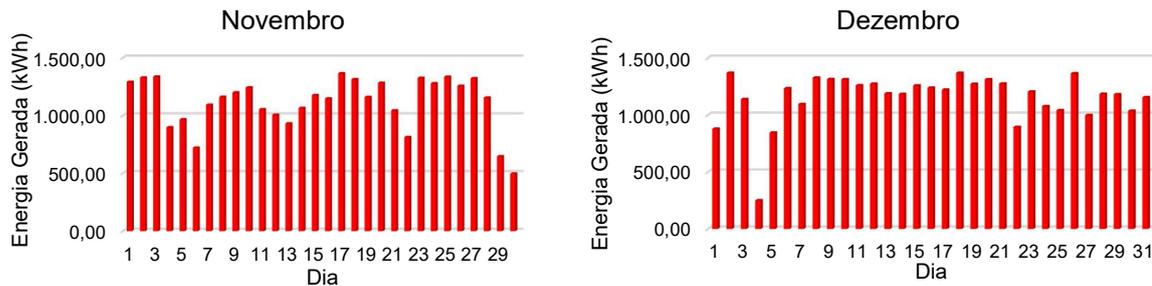
A análise *in loco* da instalação e operação da usina CTG/UFPE é uma etapa fundamental para compreender o desempenho real e identificar possíveis melhorias no sistema. Embora haja disponibilidade de dados para os anos de 2022 e 2023, foi a análise da geração mensal de energia em 2022 que destacou uma geração abaixo das expectativas, desencadeando assim o início do acompanhamento operacional detalhado do SFCR CTG.

### **4.1 Desempenho do SFCR do CTG/UFPE**

#### **4.1.1 Produção de energia do sistema CTG**

Para o início deste estudo, é importante destacar que o SFCR do CTG/UFPE não foi projetado para atender o consumo mensal da edificação. Entre 1 de janeiro de 2023 e 31 de dezembro de 2023 foram gerados 354.029,20 kWh, resultado este, segundo a simulação no *PYSyst*, 14% menor do que o esperado. Desta forma, o total gerado ao longo do ano deveria ter sido 407.133,60 kWh. A Figura 19 apresenta a produção diária para todos os meses do ano de 2023, estes gráficos mensais permitem visualizar e analisar a variação da geração de energia ao longo do tempo de forma mais detalhada, identificando padrões de produção diária, como picos e diminuição brusca de produção. Além disso, evidenciam facilmente os dias em que houve problemas na geração de energia, seja por falha na rede elétrica da distribuidora de energia ou desligamentos programados para manutenção.





Fonte: Próprio autor.

#### 4.1.2 Fator de dimensionamento do inversor

O sobredimensionamento do gerador fotovoltaico pode melhorar a operação do sistema, mais particularmente do inversor, nos dias nublados ou ao nascer e ao pôr do sol, permitindo que o equipamento entregue uma quantidade maior de energia (e de melhor qualidade) nestes momentos, o que não ocorre para baixos níveis de potência. Por outro lado, o sobredimensionamento excessivo submeterá o inversor à sobrepotência limite de fábrica por intervalos prolongados de tempo, gerando temperaturas de operação mais elevadas, que contribuem para a redução da vida útil do equipamento [22]. Como no Brasil há majoritariamente localidades com incidência de radiação solar acima de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , um estudo realizado por [22], considerou as peculiaridades brasileiras e definiu que o inversor pode ser subdimensionado consideravelmente com  $\text{FDI} \geq 0,6$ , sem que a produtividade da planta seja afetada pelo não aproveitamento da máxima potência incidente devido à sobrecarga do inversor. Independentemente da localização do inversor, notou-se que as perdas por limitação de potência do inversor são inferiores a 10% para FDI de 0,5 e inferiores a 3% para FDI de 0,6 [22].

Em um sistema com o  $\text{FDI} < 1$ , pode ocorrer o fenômeno conhecido como *clipping* (limitação de potência), no qual a conversão de energia c.c. para c.a. é limitada pela potência máxima do inversor, que muitas vezes é variável e depende da sua temperatura de operação. Durante esse processo, o arranjo FV pode ter a capacidade de geração de energia muito maior do que a capacidade do inversor de converter essa energia e escoá-la para a rede elétrica devido às suas limitações de potência e/ou temperatura. Para não danificar o inversor, este limita o ponto de operação do arranjo FV, forçando o mesmo a operar num ponto de potência inferior à

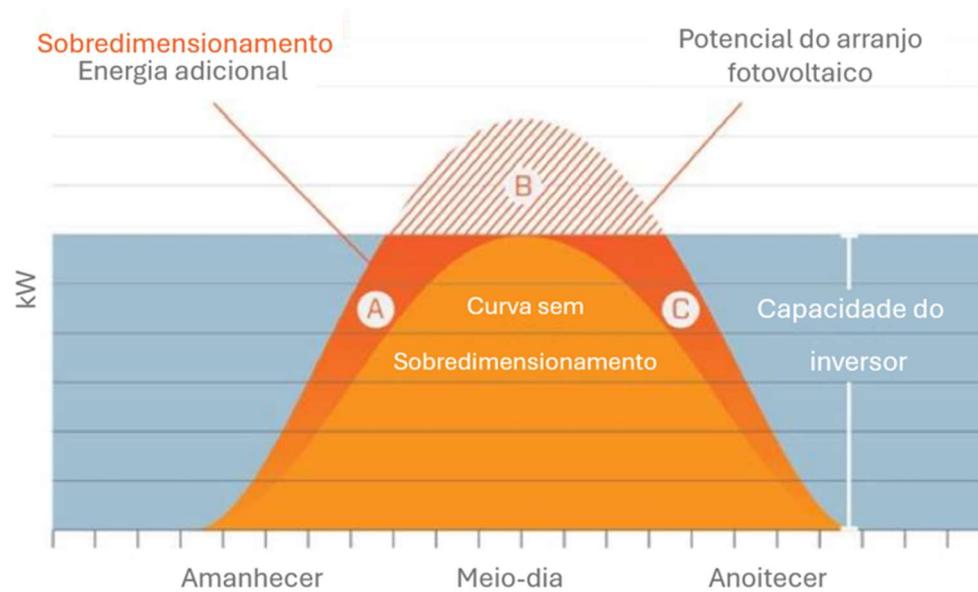
máxima potência extraível naquele instante pelo arranjo FV. Esta operação é chamada de LPPT (seguimento do ponto de potência limitado). Em outras palavras, o inversor atinge sua capacidade máxima de potência e/ou temperatura e é obrigado deslocar o ponto de operação do arranjo FV do MPPT para o LPPT, evitando possíveis danos ao sistema FV. A diferença entre o MPPT e o LPPT é uma energia que poderia ser extraída e é desperdiçada (não convertida).

Vale ressaltar que, em um sistema com um FDI bem projetado, o desperdício de energia nos momentos de alta irradiância são menores do que os ganhos de energia nos instantes que não ocorrem o *clipping*. Com um FDI mal projetado, o contrário ocorre.

A Figura 20 ilustra o padrão típico de comportamento de uma curva de produção de energia de um sistema fotovoltaico. A produção de energia tem início ao nascer do sol, aumenta gradualmente ao longo do dia, atinge seu pico ao meio-dia solar e diminui à medida que a tarde avança até o anoitecer. A curva em laranja mais claro representa um sistema FV projetado com  $FDI = 1$ . A curva em laranja mais escuro representa um sistema cujo arranjo FV foi sobredimensionado para o mesmo inversor, gerando um  $FDI < 1$ . Esse sobredimensionamento do arranjo FV é responsável por uma maior geração de energia ao longo de todo dia do que o caso com  $FDI = 1$ .

As áreas A, B e C representam justamente esse aumento na geração. Devido ao limite operacional do inversor, a área B é desperdiçada, enquanto as áreas A e C são aproveitadas. Ao analisar as áreas A e C em relação à área B, é possível determinar se a limitação de geração por potência é favorável para o sistema. Se a soma das áreas A e C for maior do que a área B, significa que a limitação de geração por potência é vantajosa para o sistema fotovoltaico. Caso contrário, indica que o inversor não é adequado para o arranjo FV.

Figura 20 - Curva ilustrativa de potência c.a. na saída dos inversores quando ocorre o fenômeno de *clipping*.

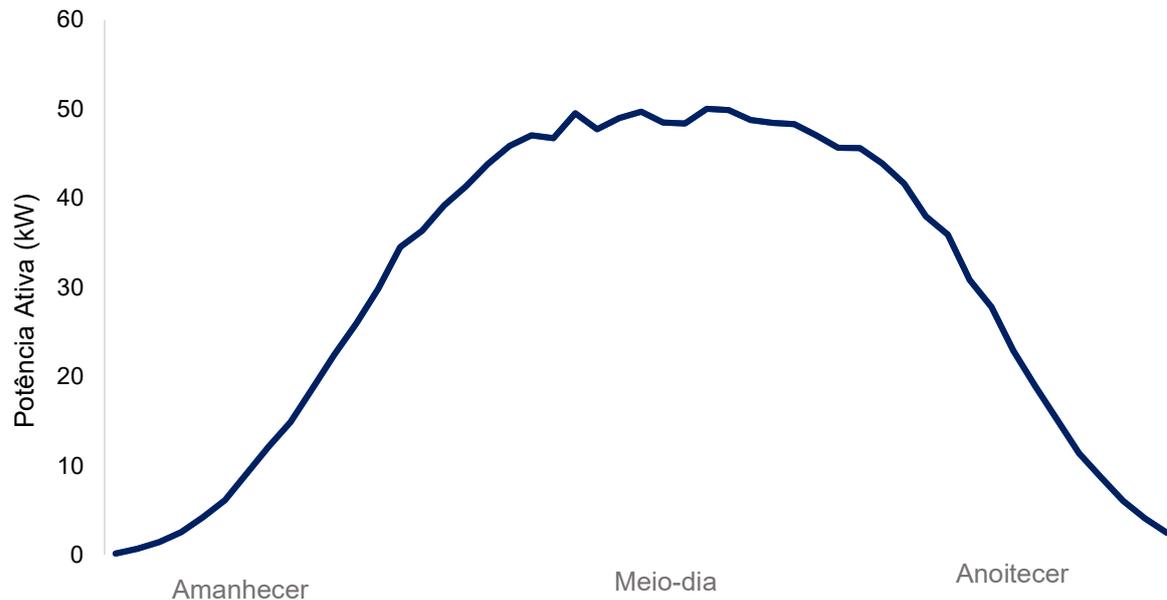


Fonte: Adaptado de [23].

Levando em consideração as proposições anteriores, o SFCR do CTG/UFPE possui um FDI igual a 0,66, que significa um subdimensionamento do inversor dentro dos parâmetros determinados por [22]. Desta forma, espera-se que estes inversores subdimensionados tenham claras ocorrências de *clipping*. Através da Figura 21, que apresenta o comportamento das médias horárias diárias na saída da potência ativa de um dos inversores do sistema CTG no intervalo das 05:00 às 17:00 entre agosto de 2022 e julho de 2023, o comportamento de *clipping* não é observado. É importante ressaltar que o comportamento da curva de potência ativa é semelhante para os três inversores da instalação.

É possível notar que na Figura 21, no horário em que o sol está mais a pino, entre as 10h e às 14h, a potência ativa deste inversor é cerca de 79% da sua potência nominal, sem considerar a sua capacidade de sobrecarga especificada em manual.

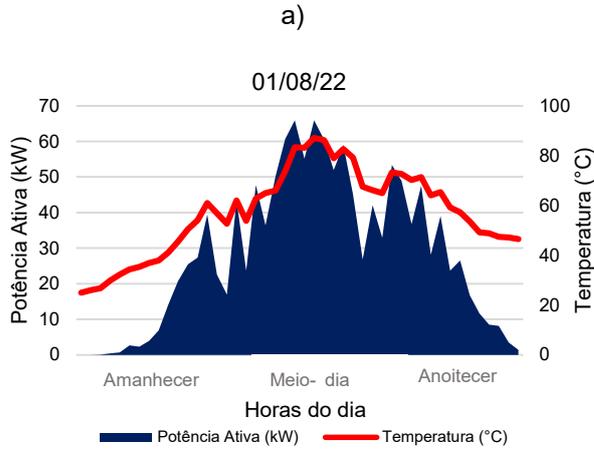
Figura 21 - Curva da média diária da potência ativa do SFCR do CTG/UFPE durante os doze meses analisados.



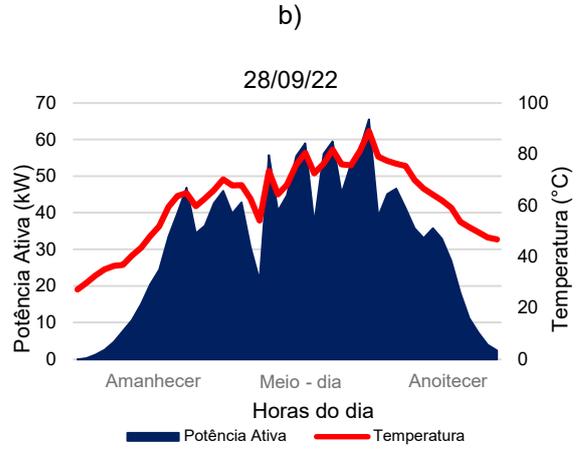
Fonte: Próprio autor.

A Figura 22 a) – f) apresenta curvas de potência ativa c.a. e temperatura atingida pelo inversor 1 em seis dias de funcionamento, mostrando que há dias em que ocorre a operação com potência acima da nominal (acima de 60kW), porém sem surgir o comportamento de clipping esperado. É importante destacar também que as curvas selecionadas apresentam dias em que a temperatura atingiu valores acima do limite estabelecido em *datasheet* [20]. Além disso, o comportamento das curvas foi o mesmo para os três inversores da instalação. Desta maneira, ao refletir a respeito do FDI do sistema fotovoltaico em questão é obvio pensar que ao considerar o baixo valor do FDI de projeto, o inversor estaria subdimensionado e a ocorrência do fenômeno de clipping seria evidente em praticamente todos os dias de operação. A falta do corte de geração por limitação de potência fez com que novas investigações fossem realizadas *in-loco*, com o intuito de encontrar a fonte da discrepância observada.

Figura 22 – a) - f) Curvas da potência ativa c.a. e temperatura interna em alguns dias de funcionamento do sistema.



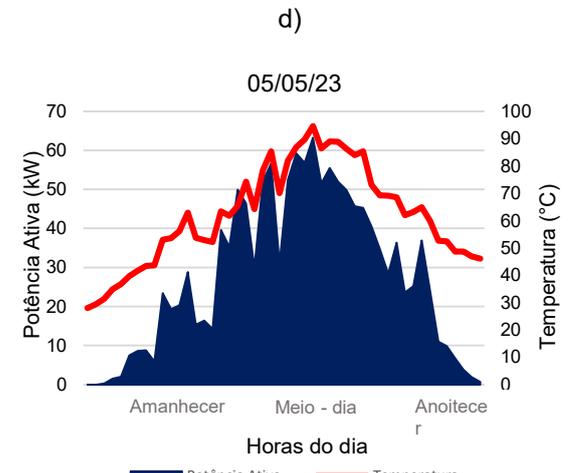
Fonte: Próprio autor



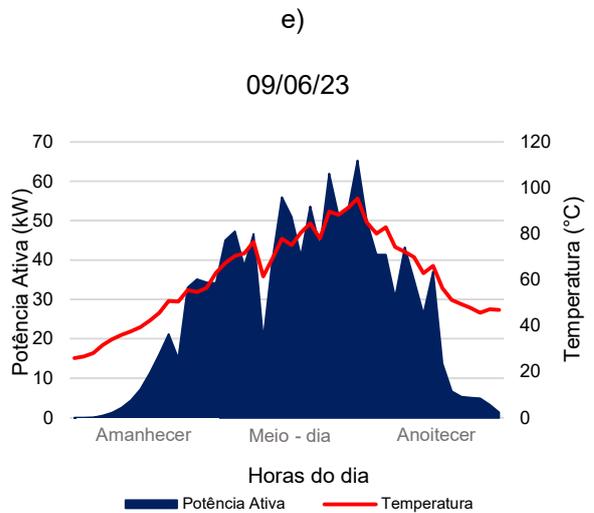
Fonte: Próprio autor



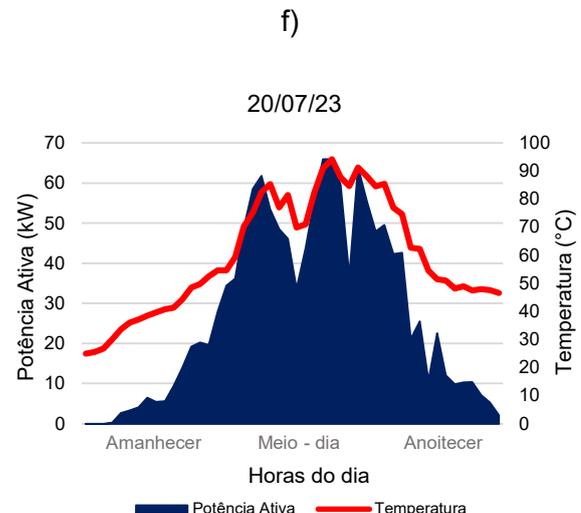
Fonte: Próprio autor



Fonte: Próprio autor



Fonte: Próprio autor



Fonte: Próprio autor

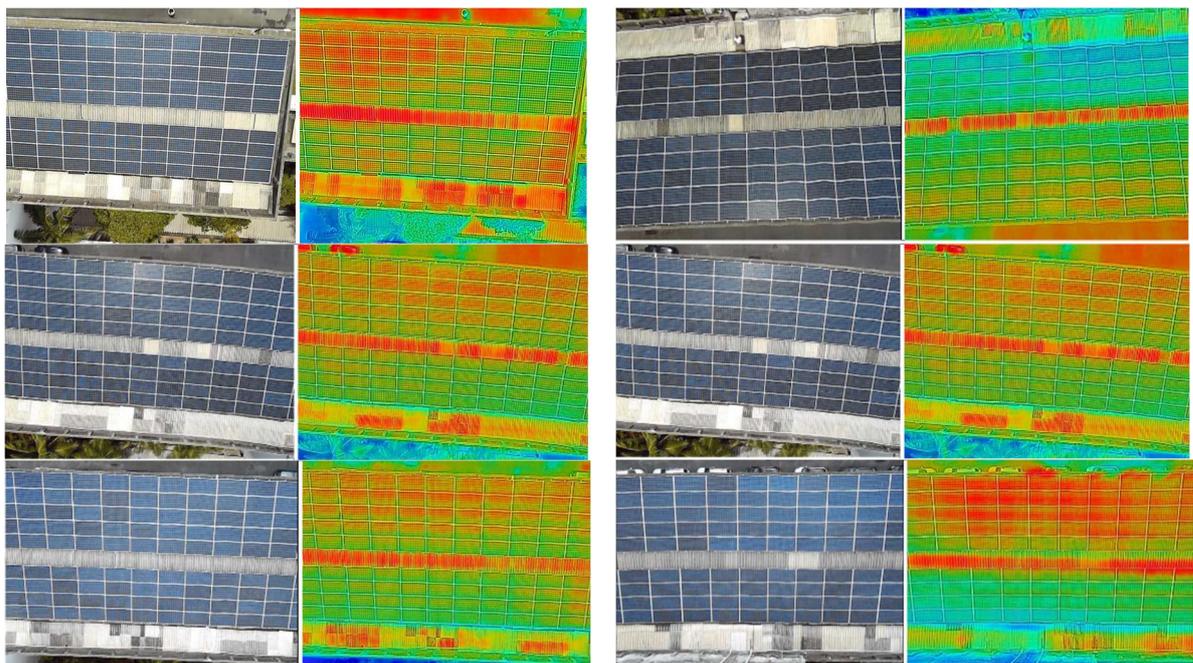
## 4.2 Testes *In-Loco*

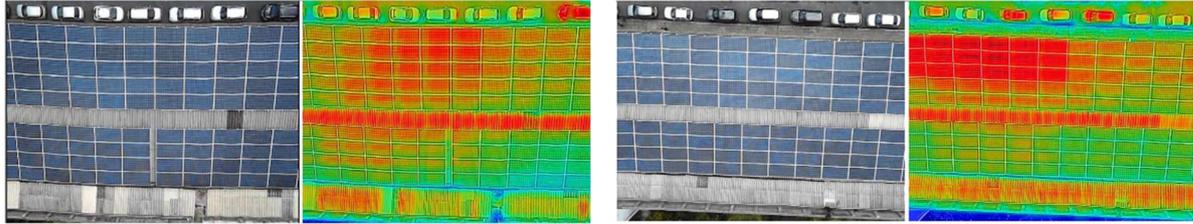
Na tentativa de compreender as discrepâncias entre a energia gerada esperada e a energia gerada real, apresentada no Capítulo 3, e também do fenômeno de *clipping* ausente na operação dos inversores, apresentado na Seção 4.1, o primeiro passo tomado foi separar o sistema em metades complementares: a primeira, representando a parte c.c. do sistema, onde estão os módulos fotovoltaicos; a segunda metade, representando a parte c.a. do sistema, que conta com os inversores como ponto focal.

### 4.2.1 Lado c.c.: os módulos FV

No lado c.c. do SFCR, a primeira análise foi de inspeção visual. Inicialmente foi observado se existiam marcas, rachaduras e arranhões aparentes nos módulos. A fim de auxiliar a inspeção visual, foi utilizado um drone equipado com câmera térmica, tornando possível a confirmação que não há a presença de nenhuma anomalia (rachaduras, infiltrações, pontos quentes etc.) na superfície dos módulos, como evidenciado na Figura 23.

Figura 23 - Conjunto de fotos dos 792 módulos fotovoltaicos do sistema UFPE-CTG.



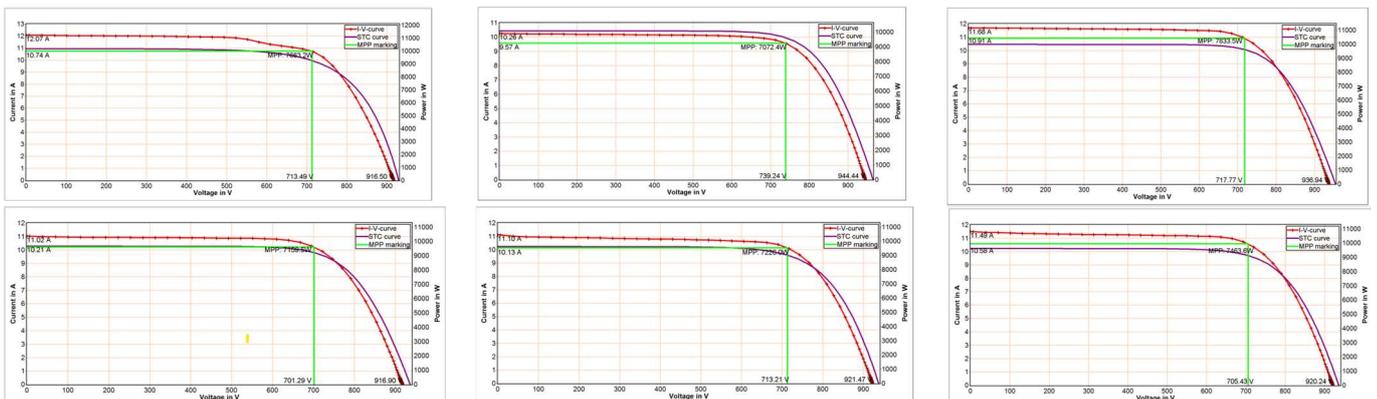


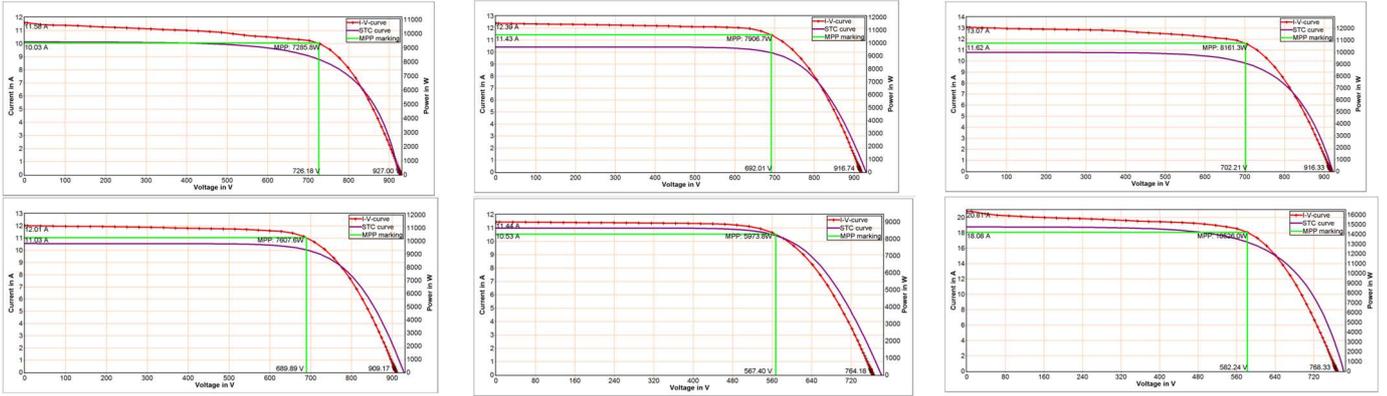
Fonte: Próprio autor

Para confirmar que não há nenhum funcionamento anormal nas séries FV do sistema, foram traçadas as curvas de saída de cada entrada MPPT de todos os inversores, utilizando o traçador de curva I-V PVE PVPM1500X [24].

O comportamento das curvas I-V das *strings* fotovoltaicas pode ser observado e analisado nas Figuras 24, 25 e 26. As imagens obtidas nas medições mostram duas curvas I-V, sendo a primeira em vermelho mostrando o funcionamento real da série FV levando em consideração as condições de irradiância e temperatura no momento do ensaio. Já a curva em roxo apresenta o comportamento da curva transladadas para a condição STC, onde a célula tem temperatura de 25°C e opera com uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>. Especificamente na Figura 24, são evidenciados os resultados obtidos através dos testes das 12 séries FV do inversor 1, a uma irradiância entre 900 e 1200 W/m<sup>2</sup> e as curvas não indicam anomalias. Na Figura 25, resultados representam as curvas obtidas no inversor 2. Os 12 testes tiveram resultados satisfatórios e as curvas de duas séries FV foram realizadas com uma taxa de irradiância de 567 e 728 W/m<sup>2</sup>. Na Figura 26, para o inversor 3, dez resultados das séries FV foram satisfatórios, sendo que as curvas de duas séries FV apresentaram anomalias que podem indicar o descasamento de características de corrente dos módulos das *strings*.

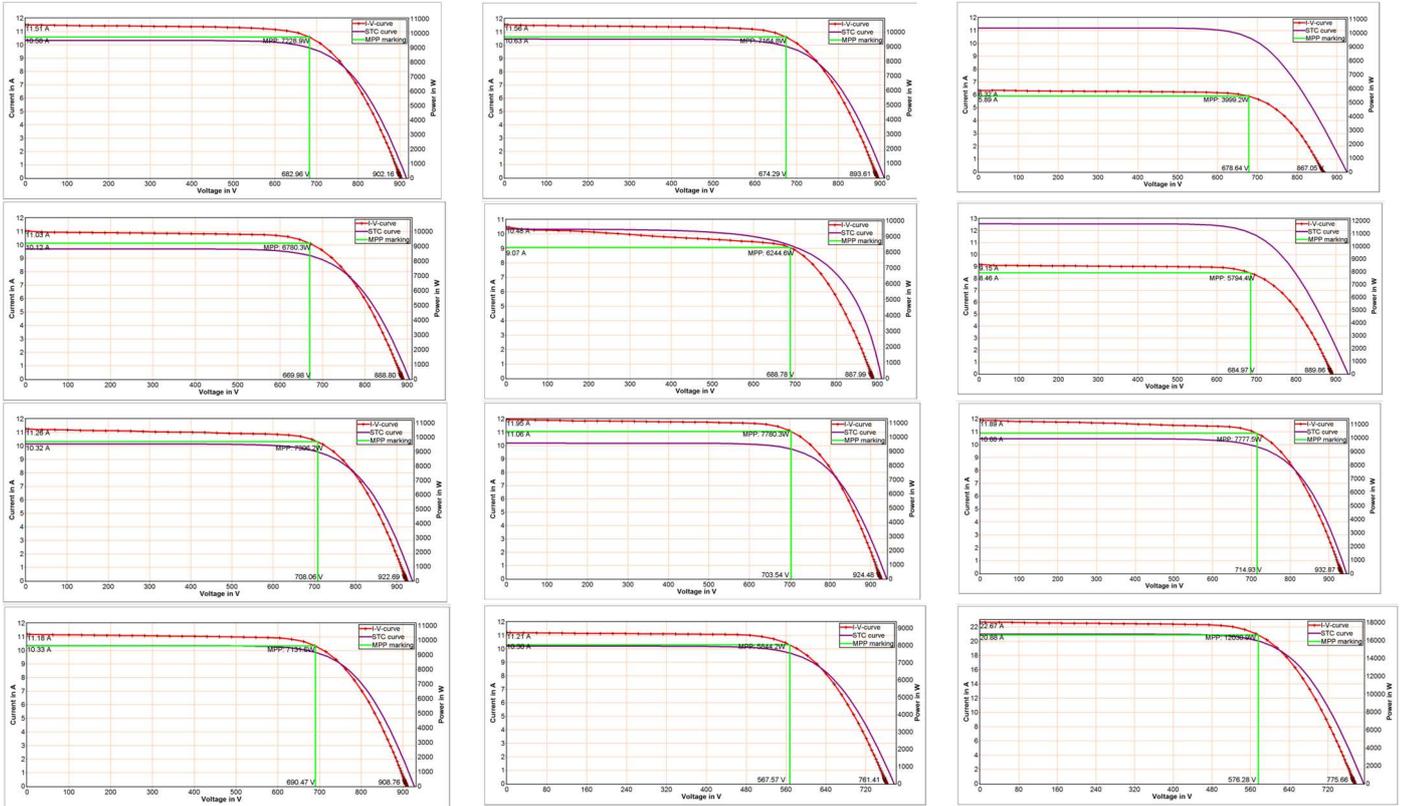
Figura 24 - Curvas I-V do inversor 1, 12 séries FV, 6 entradas MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 900 a 1200 W/m<sup>2</sup>.





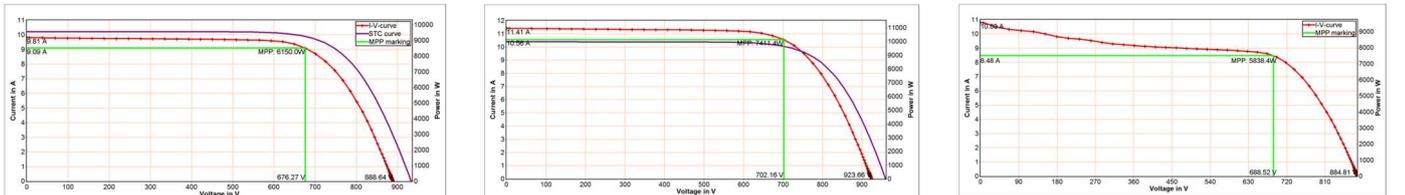
Fonte: Próprio autor

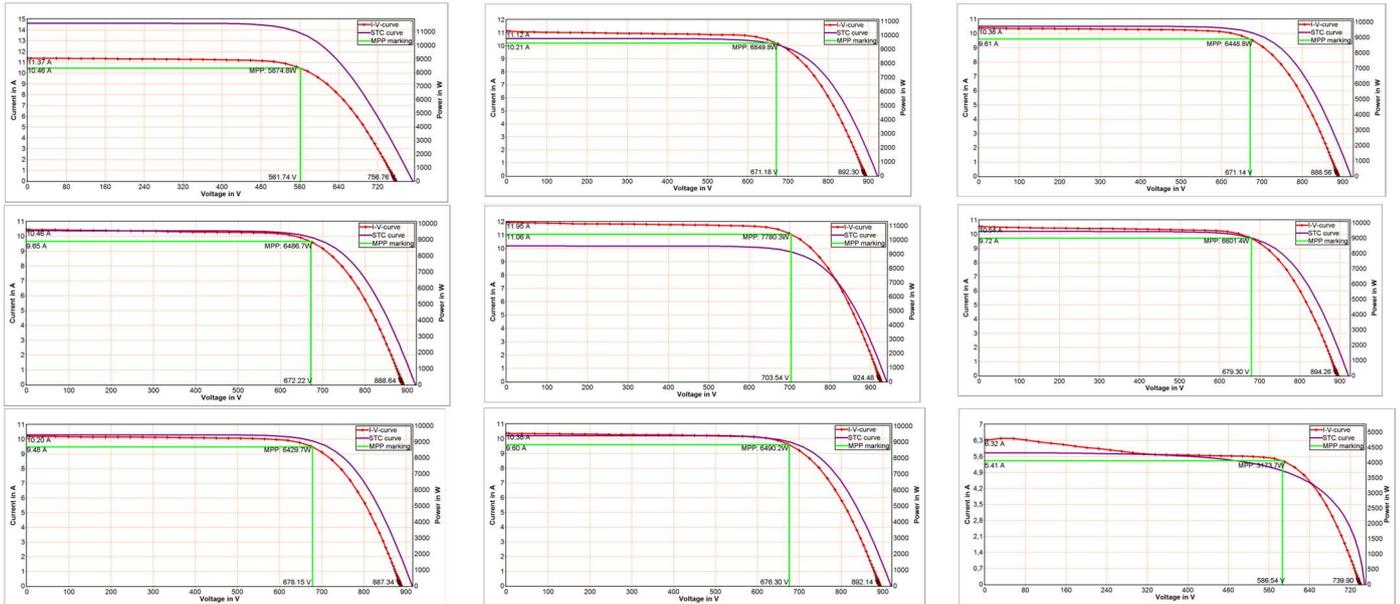
Figura 25 - Curvas I-V do inversor 2, 12 séries FV, 6 entradas MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 900 a 1200 W/m<sup>2</sup>; 500 a 750 W/m<sup>2</sup>.



Fonte: Próprio autor

Figura 26 - Curvas I-V do inversor 3, 12 séries FV, 6 entradas MPPTs; traçadas através do PVE PVPM1500X. Condição de irradiância: 1000 a 1200 W/m<sup>2</sup>; 500 a 750 W/m<sup>2</sup>.





Fonte: Próprio autor

Ao analisar em conjunto as curvas apresentadas nas Figuras 24, 25 e 26 e as termografias evidenciadas na Figura 23 compará-las com o comportamento esperado das curvas I-V transladadas para a condição STC, é possível concluir que a maioria das curvas não apresenta anomalias e tem o funcionamento de acordo com o esperado. Essas poucas anomalias não justificam, neste momento, uma diferença de 14% na geração de energia e a falta do fenômeno de *clipping* na curva de potência ativa. Assim, a investigação recai sobre os inversores.

#### 4.2.2 Lado c.a.: inversores

Um fator interessante a ser considerado é a temperatura atingida pelos inversores durante a sua operação. De acordo com o *datasheet* dos inversores utilizados, a temperatura máxima de operação é 60 °C com uma tolerância de 10%, podendo alcançar até 66 °C [20]. Em um dia de sol e temperaturas ambientes elevadas, foi possível constatar, através do sistema supervisor da WEG, que os inversores alcançaram uma temperatura de 90°C.

O inversor reduz sua potência de saída em determinadas temperaturas. Esse processo é conhecido como *thermal power derating*. O fornecimento de energia do inversor fotovoltaico é restabelecido quando o equipamento atinge temperaturas de operação seguras [7]. Em outras palavras, esta temperatura ultrapassa o *range* de

operação suportado pelo sistema e sempre que isto acontece, para protegê-lo, o inversor se desliga diminuindo consideravelmente a produção de energia. A Figura 22 apresenta curvas de potência ativa c.a. e temperatura atingida pelo inversor 1 em seis dias de funcionamento, mostrando que há dias em que ocorre a operação com potência acima da nominal (acima de 60kW), porém sem surgir o comportamento de clipping esperado. É importante destacar também que as curvas selecionadas apresentam dias em que a temperatura atingiu valores acima do limite estabelecido em datasheet [20]. Além disso, o comportamento das curvas foi, em média, o mesmo para os três inversores da instalação. Desta maneira, ao refletir a respeito do FDI do sistema fotovoltaico em questão é obvio pensar que ao considerar o baixo valor do FDI de projeto, o inversor estaria subdimensionado e a ocorrência do fenômeno de clipping seria evidente em praticamente todos os dias de operação. A falta do corte de geração por limitação de potência fez com que novas investigações fossem realizadas in loco, com o intuito de encontrar a fonte da discrepância observada.

Buscando investigar mais a fundo a influência da temperatura nos inversores do SFCR do CTG/UFPE, na Tabela 5 é apresentada a frequência de ocorrência de temperaturas de funcionamento acima do limite do *datasheet* (sobret temperatura) durante todo o período de operação (das 5h às 17h). É importante ressaltar que estes valores são registrados no supervisório da WEG em intervalos de 15 minutos. Desta forma, a partir das temperaturas de funcionamento, foi feito o cálculo de frequência de ocorrência de temperaturas acima do limite do *datasheet* ( $f_{oc}$ ), ou seja, a quantidade de vezes que o inversor operou acima da temperatura limite de 66°C. A porcentagem é calculada através da razão entre o número de ocorrências de  $f_{oc}$  e a quantidade de medições daquele dia. Por exemplo, no mês de agosto/22, para o inversor 1, foram feitas 1470 medições de temperatura, onde 584 delas foram acima do limite de temperatura, desta forma  $f_{oc}$  corresponde a 39,73% dos dados coletados.

É possível observar através da Tabela 5 que em vários meses, a frequência de ocorrência de temperaturas acima do valor aceito no datasheet ultrapassa os 35%.

Além disso, a Tabela 6 apresenta a temperatura média mensal de funcionamento dos inversores no momento mais crítico do dia, isto é, das 10h às 14h, assim como as temperaturas ambientes médias registradas no mês e a diferença entre as temperaturas medidas. O período de medição inicia em agosto/22 pois devido a

problemas de conexão de *internet*, o sistema supervisor da WEG ficou disponível apenas em Julho/22.

Tabela 5 - Frequência de ocorrência de sobretemperatura na operação dos inversores do SFCR do CTG/UFPE.

	Inversor 1		Inversor 2		Inversor 3	
	$f_{oc}$	Porcentagem	$f_{oc}$	Porcentagem	$f_{oc}$	Porcentagem
ago/22	584	39,73%	555	37,76%	481	32,72%
set/22	627	46,41%	621	45,97%	520	38,49%
out/22	730	51,26%	707	49,65%	630	44,24%
nov/22	660	52,09%	650	51,30%	588	46,41%
dez/22	645	58,00%	641	57,64%	586	52,70
jan/23	728	58,38%	720	57,74%	638	51,16%
fev/23	693	55,57%	686	55,01%	598	47,96%
mar/23	587	43,81%	546	40,75%	469	35,00%
abr/23	506	39,91%	494	38,96%	429	33,89%
mai/23	439	35,26%	442	35,50%	368	29,56%
jun/23	306	22,01%	303	21,80%	229	16,47%
jul/23	380	28,15%	366	27,11%	273	20,22%

Fonte: Próprio autor

Os resultados apresentados na Tabela 6 destacam uma diferença considerável entre as temperaturas ambiente e de operação do inversor. Como já mencionado, a temperatura de operação do inversor pode ter um impacto significativo no funcionamento de um sistema fotovoltaico. O inversor desempenha um papel fundamental no sistema fotovoltaico, sendo responsável por converter a energia c.c. gerada pelos painéis solares em energia c.a., e após a conversão pode ser utilizada para alimentar dispositivos elétricos ou ser injetada na rede elétrica. A elevação da temperatura de operação do inversor influencia diretamente sua eficiência de conversão, ou seja, a capacidade de converter a energia c.c. em energia c.a. com eficiência.

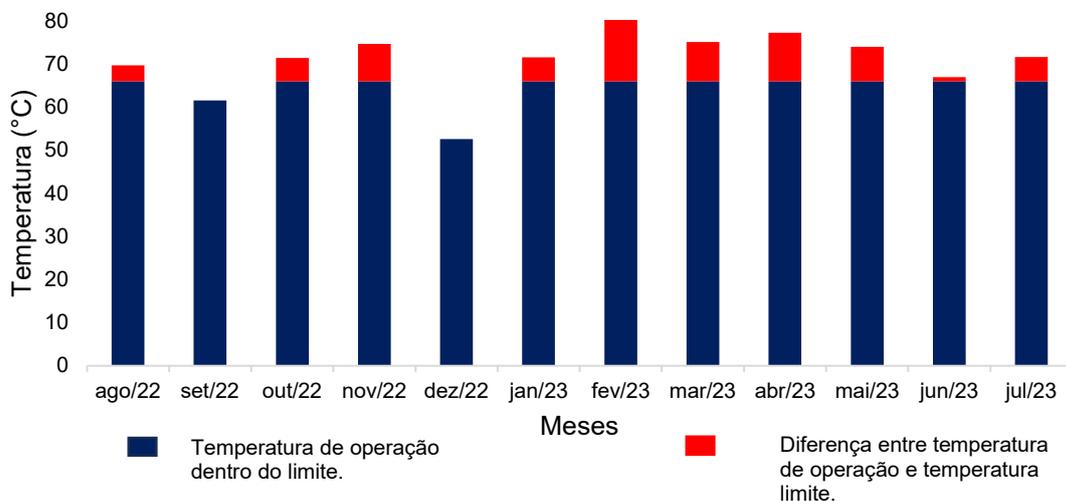
Tabela 6 - Temperaturas médias mensais no intervalo das 10h às 14h nos inversores e ambiente.

	Temperatura média do inversor (°C)	Temperatura ambiente média (°C)	Diferença (°C)
Ago/22	69,78	27,35	42,43
Set/22	61,56	26,05	35,52
Out/22	71,45893	27,66	43,80
Nov/22	74,70	28,37	46,33
Dez/22	52,63	30,91	21,71
Jan/23	71,61	29,58	42,03
Fev/23	81,70	28,12	53,58
Mar/23	75,14	27,65	47,48
Abr/23	77,34	28,98	48,36
Mai/23	74,05	28,77	45,27
Jun/23	66,99	26,32	40,68
Jul/23	71,64	25,85	45,79
Média	70,72	27,97	42,75

Fonte: Próprio autor

Normalmente, inversores têm eficiência máxima quanto submetidos a temperaturas máximas específicas. A Figura 27 apresenta um gráfico em barras que ilustra a temperatura de trabalho do inversor. As barras azuis indicam a temperatura máxima de operação dos inversores (60°C com uma tolerância de 10%), enquanto a barra vermelha representa a diferença entre a temperatura de operação e a temperatura limite, quando a temperatura de operação ultrapassa o limite de 66°C.

Figura 27 - Temperaturas de funcionamento dos inversores.



Fonte: Próprio autor

Para minimizar esses impactos adversos, é crucial assegurar que o inversor seja instalado em um local com boa ventilação e protegido da exposição direta à luz solar intensa. Em contraste com essa recomendação, a Figura 28 mostra o local de instalação dos inversores do Sistema CTG. Além de estarem sujos, os três equipamentos encontram-se posicionados em uma parede exposta ao sol poente, dentro de uma sala quente e com circulação de ar inadequada para resfriá-los.

Figura 28 - Imagem do local de instalação dos inversores do Sistema CTG.



Fonte: Próprio autor

Como abordado em [7], é de extrema importância analisar a influência das temperaturas de funcionamento do inversor e a sua performance. Por este motivo, com o objetivo de tentar acompanhar as variações de temperatura de uma maneira mais assertiva, foram posicionados mais cinco sensores LM-35: dois no inversor 1, dois no inversor 2 e um aferindo a temperatura da sala, além disso um ventilador foi direcionado para o inversor 1 com o objetivo de forçar uma ventilação e observar se há diminuição da temperatura de operação. A instalação do ventilador foi feita utilizando uma tomada inteligente, da marca EKAZA que permitiu o controle do funcionamento do ventilador através de um simples aplicativo para celular, Figura 29 e Figura 30. É importante destacar que o ventilador foi posicionado de maneira que respeitasse o fluxo de convecção do equipamento, conforme evidenciado na Figura 31.

Figura 29 - Tomada inteligente.



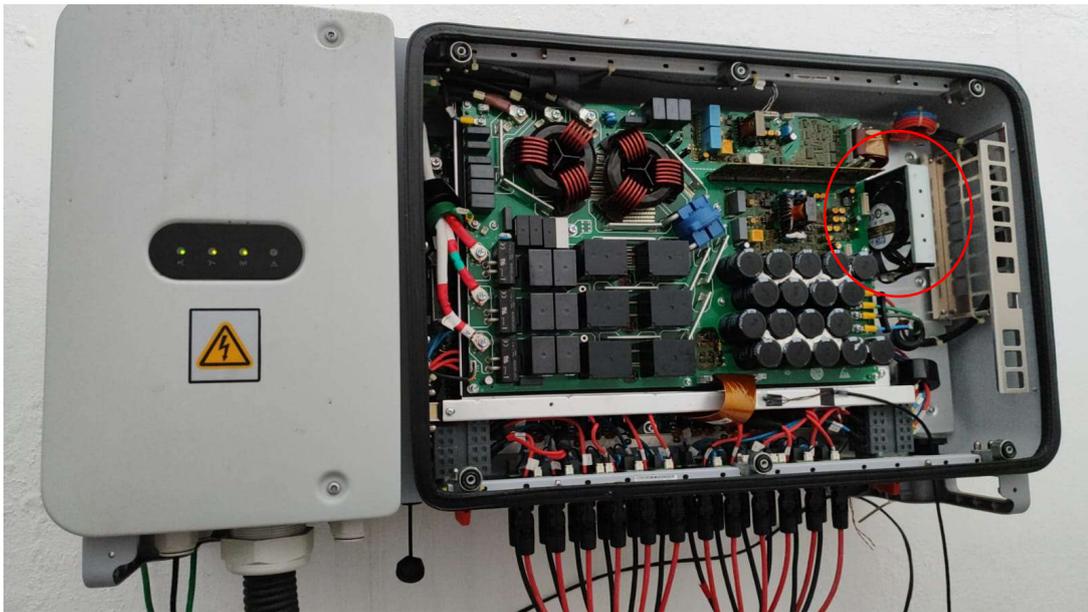
Fonte: Próprio autor

Figura 30 - Posicionamento do ventilador.



Fonte: Próprio autor

Figura 31 - Parte interna do inversor, evidenciando o Cooler.



Fonte: Próprio autor

Os sensores foram instalados conforme a Figura 32. Um sensor foi instalado medindo a temperatura que o ambiente da sala e os quatro sensores foram instalados diretamente sobre os inversores. Em cada um dos inversores foi instalado um par de sensores: um posicionado nas aletas e o outro na parte interna inversor. Contudo, resultados preliminares obtidos podem ser observados na Figura 33 e mostram que a ventilação forçada acarretou uma interessante queda na temperatura de operação do inversor. No gráfico estão representadas as temperaturas de funcionamento em um dia e meio de operação, nele estão representados os valores fornecidos pelo sistema supervisor da WEG (Temp. WEG - Ventilado e Temp. WEG - Não ventilado) e as temperaturas aferidas nas aletas do inversor 1 (T3 - Ventilado) e inversor 2 (T4 – Não ventilado).

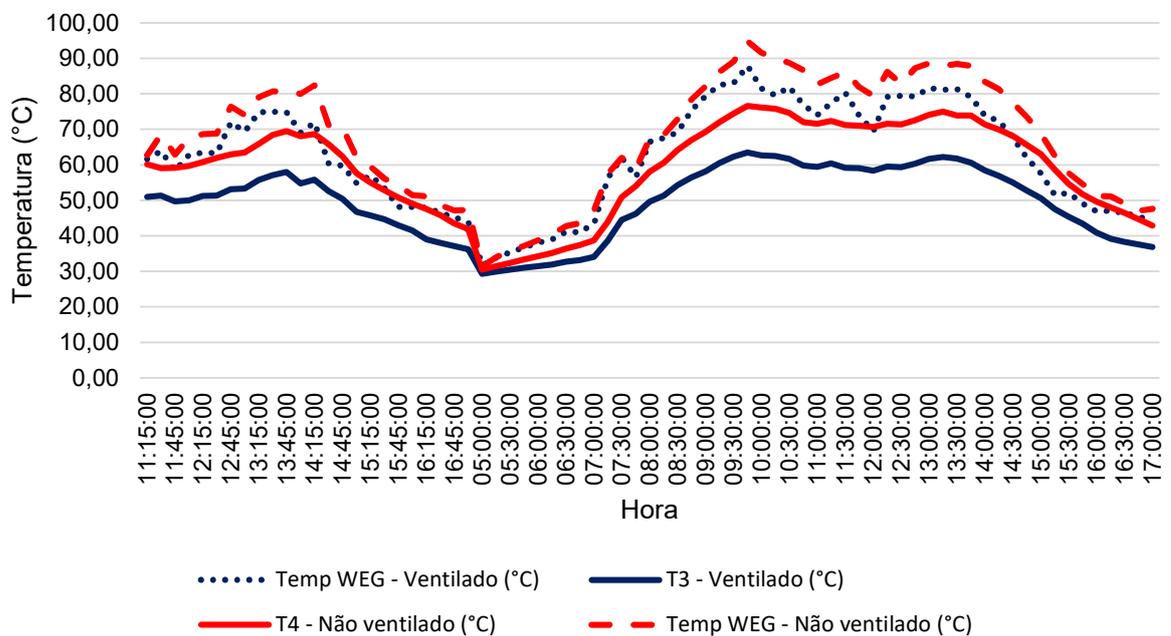
A fim de verificar o padrão de variação térmica, foi efetuado o cálculo da diferença de temperatura média entre os dados medidos pela WEG e os dados medidos através dos sensores. Desta maneira, em média, para os dados WEG, ocorreu uma diminuição de  $5,25^{\circ}\text{C}$ , já para os sensores, cujo a ventilação aponta diretamente para o sensor, a diminuição foi de  $9,52^{\circ}\text{C}$ .

Figura 32 - Instalação dos novos sensores.



Fonte: Próprio autor.

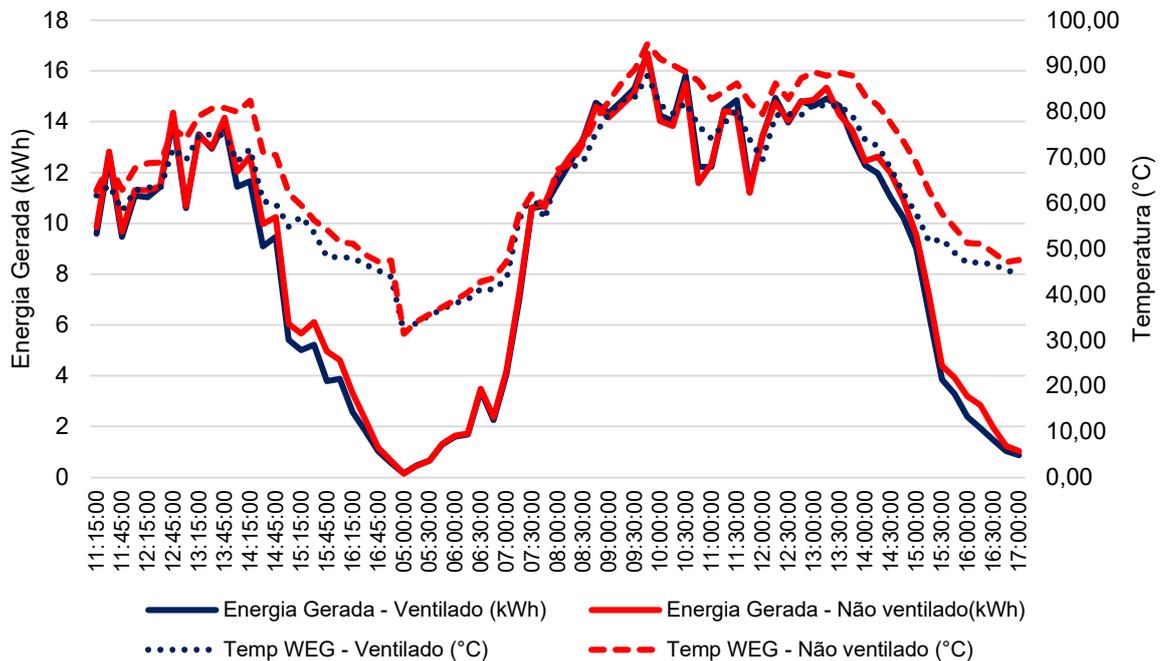
Figura 33 - Relação das temperaturas de funcionamento.



Fonte: Próprio autor.

Contudo, mesmo obtendo um resultado satisfatório em relação a diminuição de temperatura, a geração de energia não teve uma melhora significativa. A Figura 33 retrata exatamente a comparação entre as temperaturas após o início da ventilação até o fim do dia seguinte. Ao analisar na Figura 34 a energia gerada para o mesmo período de funcionamento, foi possível notar que nos momentos com a diminuição da temperatura, a geração de energia pelo inversor 1 (inversor ventilado) não aumentou em relação à geração do inversor 2.

Figura 34 – Relação entre temperatura de funcionamento e geração.



Fonte: Próprio autor.

Assim, apesar dos resultados iniciais não serem promissores, prosseguiu-se com o monitoramento das temperaturas dos inversores nos meses seguintes. Os dados de geração dos inversores vizinhos 1 e 2 após a instalação do ventilador estão detalhados na Tabela 7.

Tabela 7 - Geração e frequência de ocorrência de temperaturas acima do limite após a instalação da ventilação forçada.

	Inversor 1			Inversor 2		
	Geração (kWh)	Temperatura acima do limite do <i>datasheet</i> (60°C +10%)		Geração (kWh)	Temperatura acima do limite do <i>datasheet</i> (60°C +10%)	
		$f_{oc}$	Porcentagem		$f_{oc}$	Porcentagem
nov/23*	3.679,03	171	38,95%	3.745,31	217	49,54%
dez/23**	11.379,19	443	31,42%	11.650,75	636	45,11%
jan/24**	11.845,91	399	33,00%	12.087,17	538	44,54%

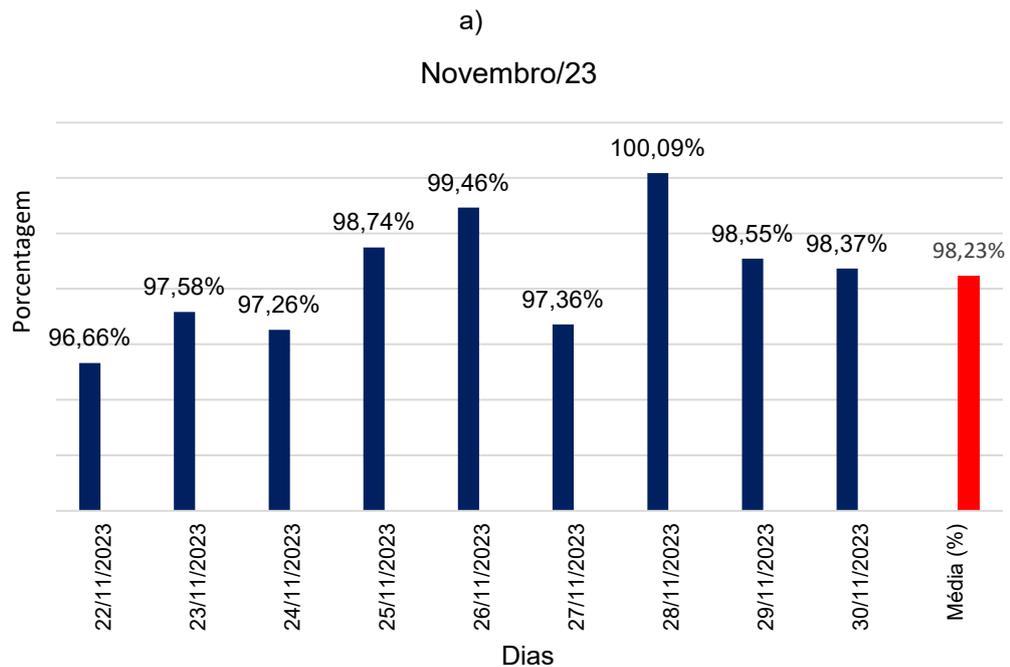
Fonte: Próprio autor.

\*No mês de Nov/23 o período de medição considerado foi de 22/11/23 a 30/11/23.

\*\* Alguns dias de geração não registrados devido a falha de comunicação entre o sistema supervisor da WEG e a internet.

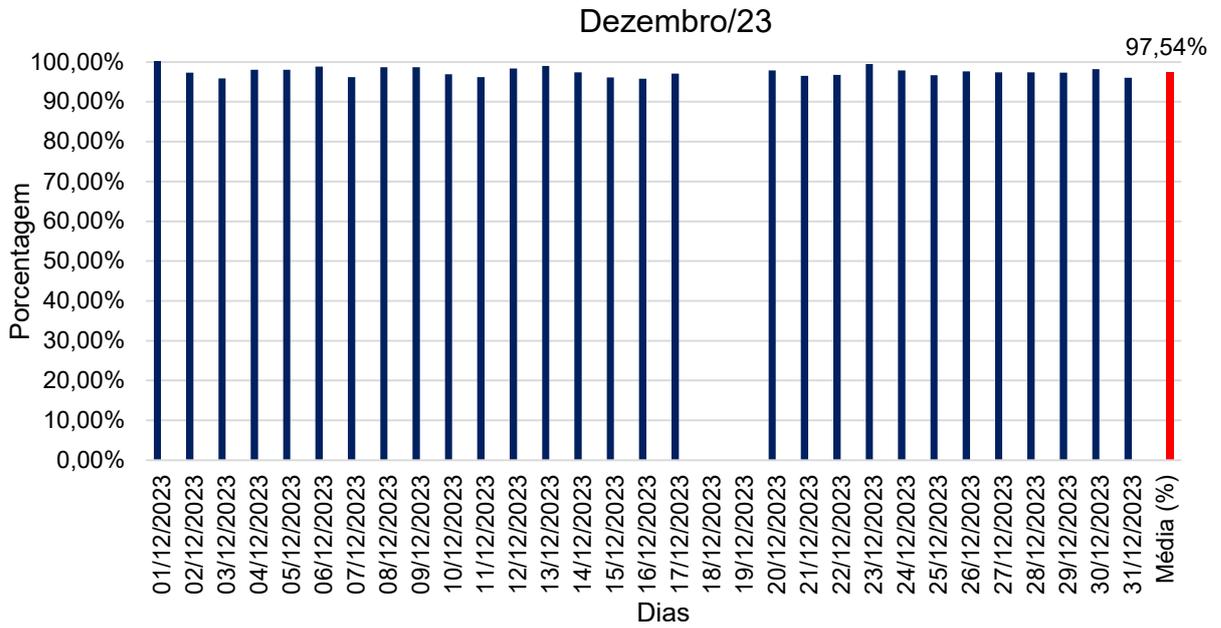
Por meio dos dados apresentados na Tabela 7, torna-se perceptível o impacto positivo na redução da ocorrência de temperaturas acima do limite aceitável pelo inversor. Entretanto, a produção do inversor 1 permaneceu abaixo da produção do inversor 2. A Figura 35 complementa essa análise apresentando três gráficos com resultados da razão entre a geração dos inversores 1 e 2. Os valores inferiores a 100% indicam que, mesmo sem ventilação, a geração do inversor 2 é ligeiramente superior à do inversor ventilado e, em dias pontuais, o inversor 1 consegue superar o inversor 2 em termos de produção. Vale ressaltar também a ocorrência de alguns dias sem registro de produção, decorrentes de problemas de comunicação entre o sistema de monitoramento da WEG e a rede de internet local.

Figura 35 - Gráficos mostrando a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2. Período de Nov/23 a Jan/24



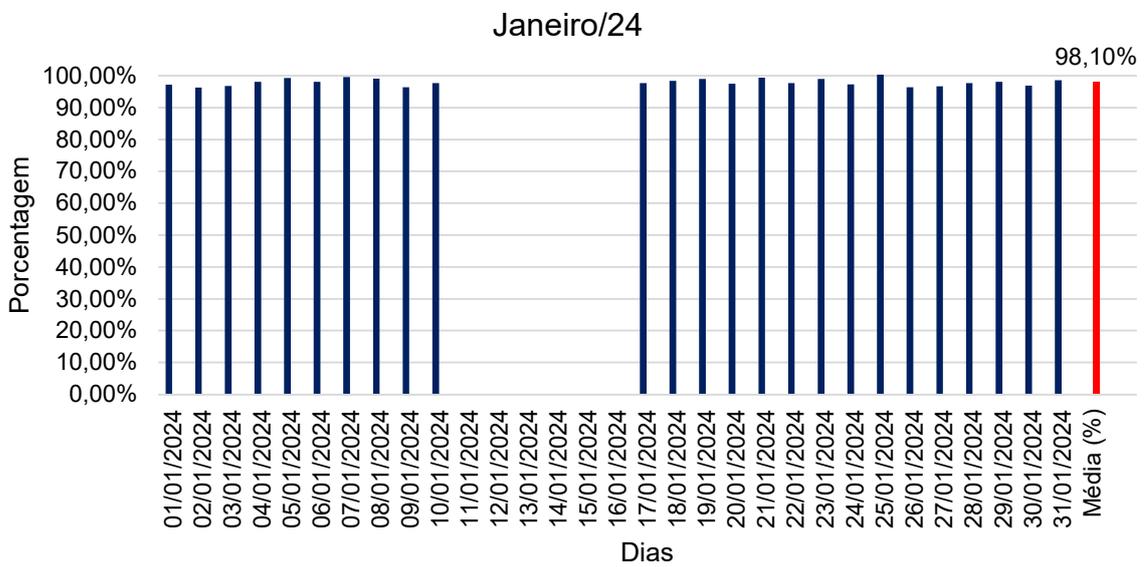
Fonte: Próprio autor.

b)



Fonte: Próprio autor.

c)



Fonte: Próprio autor.

Em uma última tentativa de avaliar se a redução da temperatura tem um impacto na geração de energia, o inversor 1 operou durante uma semana com a sua tampa de

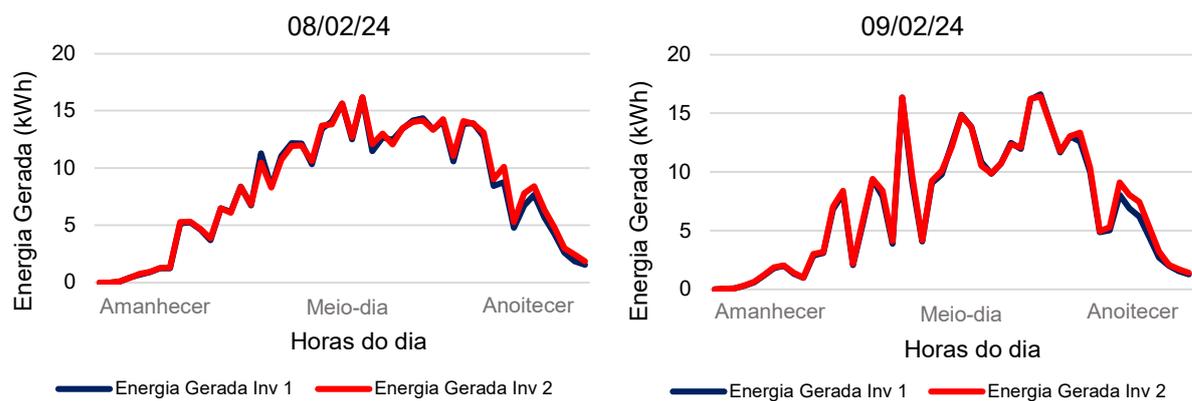
proteção aberta e o ventilador apontado diretamente para ele, conforme evidenciado na Figura 36.

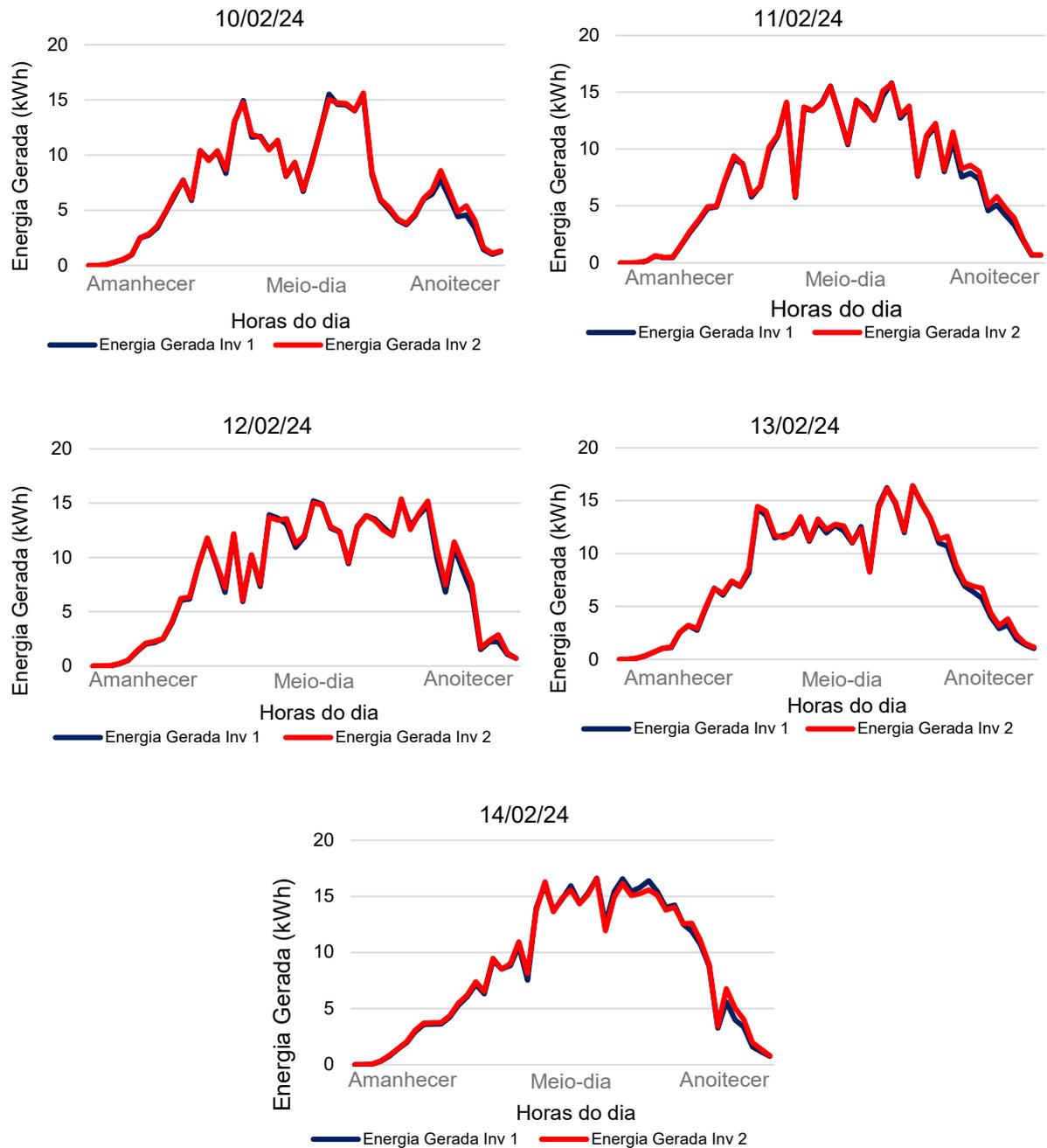
Figura 36 - Inversor operando com a tampa aberta e ventilação forçada.



Fonte: Próprio autor.

Figura 37 - Curvas de Energia Gerada após a abertura da tampa do Inversor 1.





Fonte: Próprio autor.

As curvas de energia gerada pelos dois inversores durante a semana em que o inversor 1 operou sem a tampa de proteção podem ser visualizadas na Figura 37. Ao analisar esses dados em conjunto com a frequência de ocorrência de temperaturas acima do limite do *datasheet*, conforme apresentado na Tabela 8, é possível notar que, apesar da redução de até 30°C em alguns casos, o padrão de geração de energia permaneceu inalterado. Um aspecto interessante a ser observado é a redução da frequência de ocorrência para zero em todos os dias em que o inversor operou com a

tampa de proteção aberta, comprovando a eficiência da ventilação para a diminuição da temperatura de operação do inversor.

Tabela 8 - Geração e frequência de ocorrência de temperaturas acima do limite após a tampa aberta.

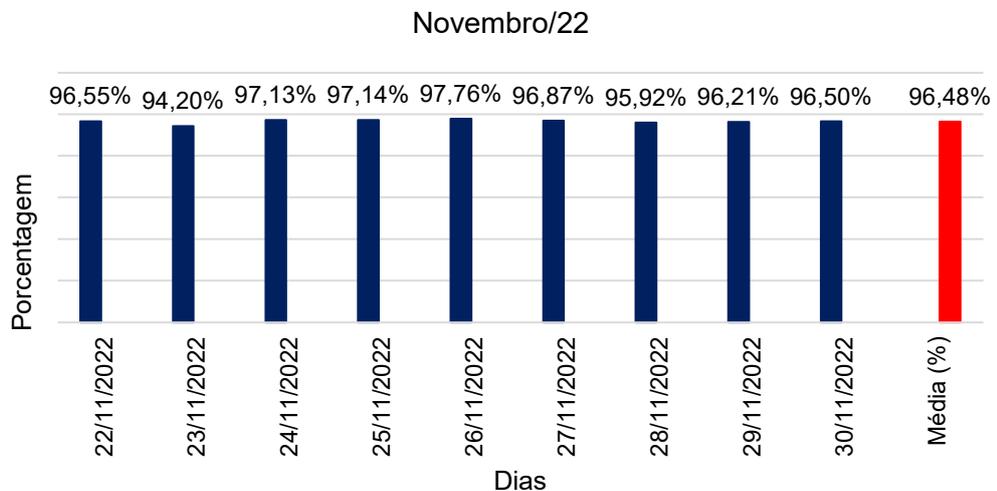
	Inversor 1			Inversor 2		
	Geração (kWh)	Temperatura acima do limite do <i>datasheet</i> (60°C +10%)		Geração (kWh)	Temperatura acima do limite do <i>datasheet</i> (60°C +10%)	
		$f_{oc}$	Porcentagem		$f_{oc}$	Porcentagem
08/02/2024	397,22	0	0,00%	404,97	22	44,90%
09/02/2024	340,22	0	0,00%	349,59	16	32,65%
10/02/2024	340,28	0	0,00%	346,44	14	28,57%
11/02/2024	367,31	0	0,00%	376,25	20	40,82%
12/02/2024	398,41	0	0,00%	405,31	24	48,98%
13/02/2024	385,81	0	0,00%	394,56	23	46,94%
14/02/2024	411,78	0	0,00%	415,16	22	44,90%

Fonte: Próprio autor.

De maneira análoga ao apresentado na Figura 35, com o objetivo de analisar o efeito da ventilação na operação do sistema, foi calculada e apresentado graficamente, Figura 38 e Figura 39, a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2 no período anterior à ventilação forçada.

Figura 38 - Gráficos mostrando a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2. Período de Nov/22 a Jan/23

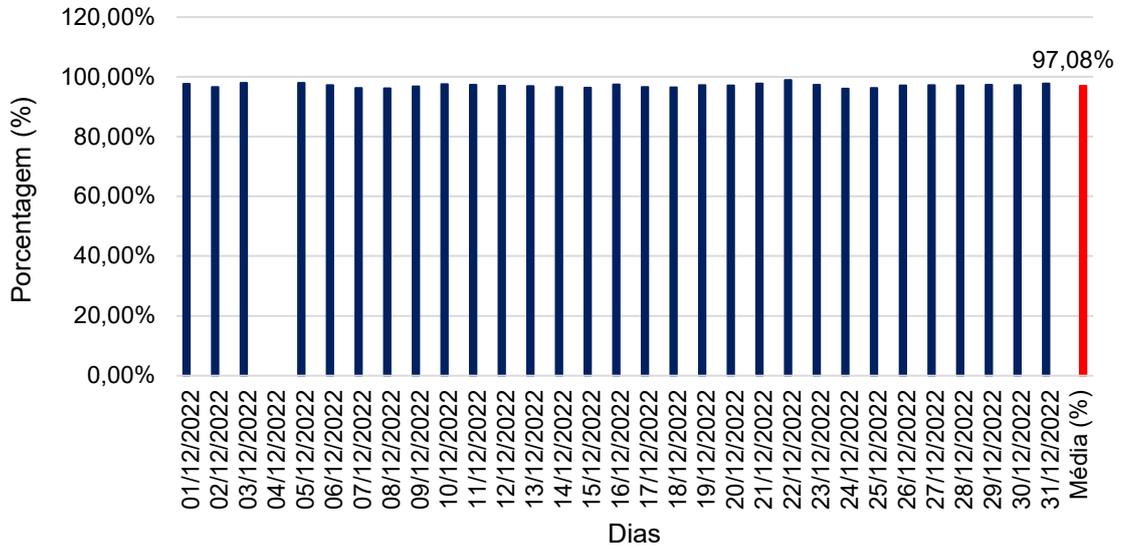
a)



Fonte: Próprio autor.

b)

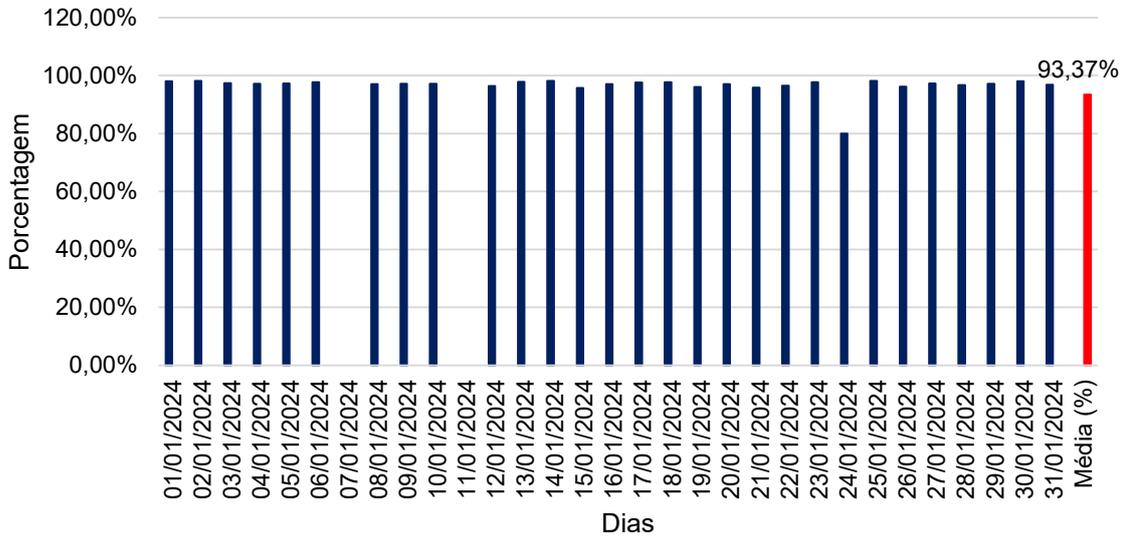
Dezembro/22



Fonte: Próprio autor.

c)

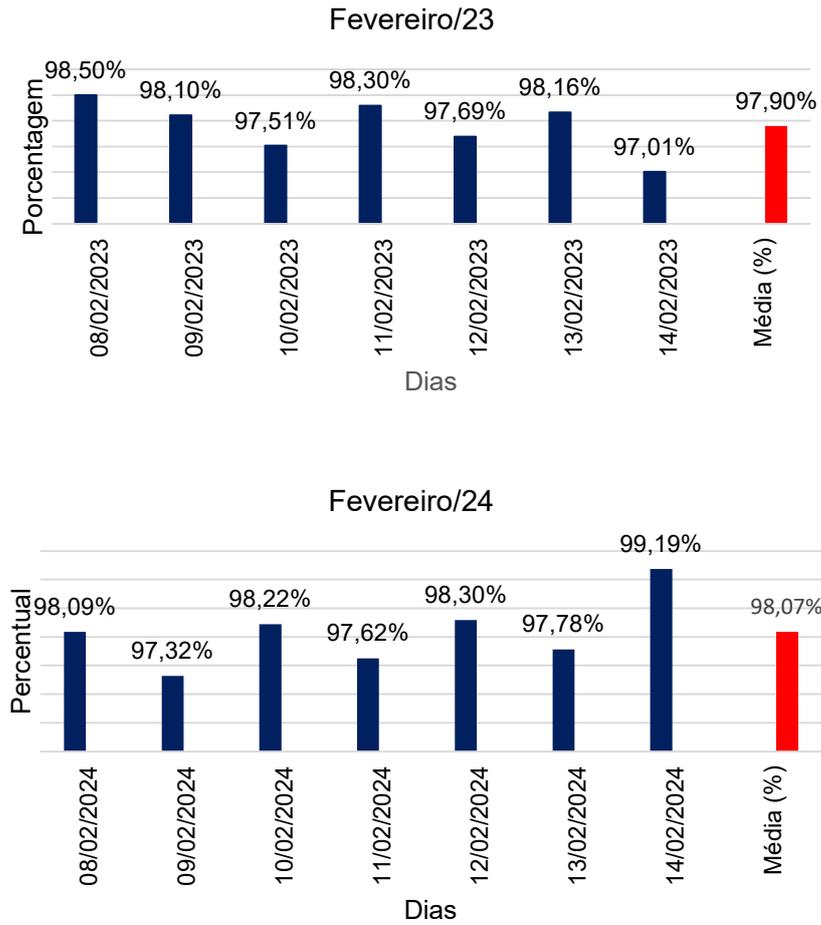
Janeiro/23



Fonte: Próprio autor.

A Tabela 9 explicita esse aumento em termos percentuais. A mesma análise foi feita considerando o período de fevereiro em que o inversor operou com a tampa aberta (08/02/24 a 14/02/24).

Figura 39 - Gráficos mostrando a razão entre as gerações do Inversor 1 e 2. Período de 08/02/23 a 14/02/23 e 08/02/24 a 14/02/24.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 9 - Aumento percentual de geração.

Meses	Percentual
Novembro	1,75%
Dezembro	0,46%
Janeiro	4,73%
Fevereiro	0,18 %

Fonte: Próprio autor.

Ao fazer um comparativo entre a razão de geração antes o início da ventilação forçada e após, ao longo dos 70 dias de análise, obteve-se um aumento percentual médio da geração de 2,5%. Resultado este compatível com a diminuição das perdas por temperatura dos semicondutores utilizados no circuito de chaveamento dos inversores.

## 5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A GD baseada em sistemas FV é um mercado que está em expansão no Brasil. No entanto, essa expansão traz a necessidade de garantir uma maior qualidade de equipamentos, projetos e integradoras. À medida que mais sistemas fotovoltaicos são interligados à rede elétrica, é essencial que os sistemas sejam cuidadosamente planejados, projetados e executados para garantir eficiência operacional, confiabilidade e segurança. A qualidade dos sistemas instalados desempenha um papel crucial não apenas na maximização do retorno sobre o investimento para os proprietários, mas também na estabilidade do sistema elétrico como um todo.

A análise inicial acerca do volume de energia gerado possibilitou a percepção que poderia haver problemas com o sistema em questão. Logo, a partir desta observação, foi iniciado o acompanhamento do sistema, a fim de estudar e explicitar diversos parâmetros que podem influenciar a geração de energia do sistema, tais como irradiação, temperatura de operação e potência ativa.

Para o SFCR do CTG/UFPE, foi obtido o resultado de produção de energia através de simulações no *software PVSyst*. Cabe destacar que a geração simulada, em termos anuais, é cerca de 14% maior do que a geração real do sistema, resultando um deficit anual de 50 MWh. Ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, esta diferença representa aproximadamente R\$ 1.375.000,00 em valores atuais.

Com o objetivo de investigar as razões por trás da geração inferior de energia, foram realizados testes *in-loco*. Através de análises detalhadas dos projetos *as-built*, das imagens termográficas e dos resultados das curvas IxV das séries FV, foi possível concluir que não havia problemas no lado c.c. da instalação que justificassem essa diferença na energia gerada. Por este motivo, a investigação recaiu sobre a operação dos inversores.

Por sua vez, a curva de potência ativa dos inversores não apresentou o comportamento típico esperado. Mesmo sobredimensionado e com o FDI igual a 0,66, o inversor não teve sua curva de geração limitada pela potência, gerando o platô típico de um *clipping* por limite de potência máxima operacional. Diante dessa observação, foi iniciado o acompanhamento das temperaturas de operação dos inversores e os ensaios com o uso de um ventilador externo fazendo a exaustão de um dos três

inversores. Inicialmente, entre os meses de Agosto/22 a Julho/23, foi observada a temperatura de funcionamento do inversor 1 sem qualquer ventilação e, como resultado da análise, a frequência de ocorrência média diária foi igual a 19. Em seguida, foi iniciada a ventilação forçada do inversor 1 e esta configuração foi observada entre Novembro/23 e Janeiro/24. Como resultado, a frequência de ocorrência média diária caiu para 11. Como último teste, o inversor 1 continuou a receber a ventilação forçada, mas funcionando com a tampa de proteção aberta e, nesta configuração, a frequência de ocorrência caiu para zero.

Entretanto, mesmo com a diminuição considerável da temperatura de operação do inversor 1 em relação ao inversor 2, não foi possível notar um ganho de geração do inversor ventilado frente à geração do inversor 2. Conclui-se que o que está limitando a potência, provavelmente, não é a alta temperatura de operação que surge nos inversores, restando alguma limitação interna de projeto ou operação do sistema que não é acessível de forma pública, como, por exemplo, uma eficiência de operação do inversor muito inferior ao registrado em *datasheet* ou à incapacidade do inversor de conseguir atingir o MPPT das séries FV, fazendo o sistema gerar menos que sua capacidade máxima.

Através dos resultados apresentados no final do Capítulo 4, é possível afirmar que, mesmo sendo um baixo percentual, a ventilação trouxe um impacto positivo na geração de energia. Mesmo que o comportamento típico do inversor 1 seja gerar menos do que inversor 2, a ventilação forçada diminuiu essa diferença, impactando positivamente no volume de energia gerada quando comparado com o ano anterior. É importante destacar que a operação do inversor com a tampa aberta ao longo de uma semana provavelmente não foi uma amostragem de tempo suficientemente grande para que o resultado seja assertivo.

Desta forma, para trabalhos futuros, sugere-se entrar em contato com o fabricante do inversor para tentar entender o seu funcionamento com mais detalhe, que não é explicitado em *datasheet* nem no manual do usuário. Caso não haja uma solução, seria interessante trocar um dos inversores por outro com as mesmas características elétricas e efetuar os mesmos ensaios a fim de comparar os resultados. Além disso, é pertinente repetir o ensaio com a ventilação forçada, com a tampa de proteção fechada e aberta, analisando uma maior amostragem de dados e fazer a medição das curvas IxV em vários horários do dia ao longo de alguns dias, comparar

a potência gerada com a estimada pela curva  $I \times V$  e avaliar se o inversor está sendo capaz de fazer a série FV operar no seu MPPT.

Por fim, mas não menos importante, a pesquisa desenvolvida ao longo deste TCC foi utilizada para a produção de dois artigos científicos aceitos para eventos nacionais: Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás (PDPetro 2022) [26] e Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS 2024) – o evento irá ocorrer em maio de 2024, além de dois artigos apresentados em eventos sediados na UFPE: Congresso Nacional de Iniciação Científica (CONIC 2023) [27] e Reunião de Avaliação Anual (RAA/PRH-ANP 2023).

## REFERÊNCIAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional**, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em dez. 2023.
- [2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Avaliação da eficiência energética e geração distribuída para os próximos 10 anos (2015-2024)**, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-264/DEA%2012-16%20-%20Ef%20energetica%202015-2024%5B1%5D.pdf>. Acesso em dez. 2023
- [3] **ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-ja-instalou-mais-de-150-mil-sistemas-de-gd-solar-em-2023/>. Acesso em: fev. 2024.
- [4] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. E., LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. K.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2ed. São Paulo, São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <https://repositorio.unifesp.br/handle/11600/58353>. Acesso em dez. 2023.
- [5] PAIVA, G. M.; PIMENTEL, S. P.; MARRA, E. G.; ALVARENGA, B. P. **Análise do fator de dimensionamento do inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede com uso de medições climatológicas locais em Goiás**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2016. Belo Horizonte - MG. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1882/1868>. Acesso em fev. 2024.
- [6] ROVERSI, K.; RAMPINELLI, G. A. **Análise do fator de dimensionamento do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2020. Fortaleza – CE. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/836/836>. Acesso em fev. 2024.
- [7] DE LIMA, G. P.; SILVEIRA, J. P. C.; RIBEIRO, A. C.; LEMOS, F. V. E.; BARROS, T. A. S.; VILLALVA, M. G.; **Comparing Temperature Derating Test in the Laboratory with Commercial Photovoltaic Inverter Datasheet**. IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP), 2023. Florianopolis – SC. p. 1–7, Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10407835/authors#authors>. Acesso em fev. 2024.
- [8] ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F.; **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 1 ed. São Paulo. Oficina de Textos, 2012.

- [9] PETRIBÚ, L. J. B.; **Avaliação da qualidade de dados observacionais de vento e radiação solar**. 2018. 56p, Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia de Energia. Departamento de Energia Nuclear. Universidade Federal de Pernambuco.
- [10] COSTA, I. F.; MAROJA, A. M.; **Astronomia diurna: medida da abertura angular do sol e da latitude local**. Revista Brasileira de Física, vol. 40. 2018. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbef/a/6SSW7c wdDmbTsbhMXCDLC9z/?lang=pt>. Acesso em fev. 2024.
- [11] LUIZ, E. W.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SCHUCH, N. J.; **Determinação de um ano meteorológico típico para Florianópolis – SC**. Congresso Brasileiro de Meteorologia – CNMET, 2012. Disponível em: [http://labren.ccst.inpe.br/producao/eventos/XVII\\_CBMET\\_2012\\_Eduardo.pdf](http://labren.ccst.inpe.br/producao/eventos/XVII_CBMET_2012_Eduardo.pdf). Acesso em fev. 2024.
- [12] PETRIBÚ, L.; SABINO, E.; BARROS, H.; BARBOSA, E.; VILELA, O. C.; **Procedimento objetivo para a garantia de qualidade de dados de radiação solar**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 21, p. 11–67, 2017. Disponível em: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/140852>. Acesso em dez. 2023.
- [13] MIRANDA, D.; GALDINO, J.; PETRIBÚ, L.; VILELA, O. C.; BARCELAR, T. S.; BARBOSA, E. M. S.; **Análise de longo prazo e obtenção do ano meteorológico típico para a usina fotovoltaica flutuante de sobradinho**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 25, p. 374–385, 2021.
- [14] CARNEIRO, R. K.; VARGAS, T. V.; POMILIO, J. A.; **Desenvolvimento de Traçador de curva I-V portátil para caracterização de arranjos fotovoltaicos até 400V e 10A**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado – RS, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/353>. Acesso em Jan. 2024.
- [15] TECH RENTALS. **PVE PVPM1500X I-V curve tracer**. Disponível em: <https://www.techrentals.com.au/product/pve-pvpm1500x-i-v-curve-tracer/>. Acesso em Jan 2024.
- [16] TIBA, C.; FRAIDENRAICH, N.; CAVALCANT, E. S. C.; MOSZKOWICZ, M.; LYRA, F. J. M.; NOGUEIRA, H. G.; **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Recife – PE. 2000. Universidade Federal de Pernambuco. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas\\_Solarimetrico\\_do\\_Brasil\\_2000.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf). Acesso em Jan. 2024.
- [17] **Atlas Eólico e Solar de Pernambuco**. Disponível em: <http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/chapter/metodologia.html?Radia%C3%A7%C3%A3o%20Global%20Anual>. Acesso em fev. 2024.
- [18] BARBOSA, E. M. S.; **Metodologia de avaliação do potencial de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em telhados – aplicação ao campus da UFPE**. 2009. 140p. Tese de Doutorado – Programa de pós-graduação em tecnologias

energéticas e nucleares – PROTEN – DEN/UFPE. Universidade Federal de Pernambuco.

[19] ASTRONERGY. **PV Module CHSM6612P-345W Datasheet**. Disponível em: <https://documents.unboundsolar.com/media/astronergy-chsm6612p-335-silver-poly-solar-panel-specs-20181126180741.1977435.pdf>.

[20] HUAWEI. **SUN2000-60KTL-M0 Datasheet**. Disponível em: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fmea%2Fdatasheet%2FSUN2000-60KTL-M0.pdf>.

[21] WEG. **Sistema supervisorio do inversor**.

[22] MACÊDO, W. N.; **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. 2006. Tese de Doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia PIPFE (EP/FEA/IEE/IF). Universidade de São Paulo.

[23] SOLAR POWER WORLD, 2019. **Inverter Clipping and advantages of higher DC/AC ratios**. Disponível em: [Inverter clipping: How to maximize solar project value \(solarpowerworldonline.com\)](https://www.solarpowerworldonline.com/inverter-clipping-how-to-maximize-solar-project-value/).

[24] PHOTOVOLTAIK ENGINEERING. **PVPM1500X Datasheet**. Disponível em: [https://www.pv-engineering.de/en/products/standard-titel?tt\\_products%5Bcat%5D=1&tt\\_products%5Bproduct%5D=22&cHash=115ac308e857108ba02de7f54e64bd89](https://www.pv-engineering.de/en/products/standard-titel?tt_products%5Bcat%5D=1&tt_products%5Bproduct%5D=22&cHash=115ac308e857108ba02de7f54e64bd89).

[25] MTEC ENERGIA. **Diagrama Unifilar SFCR CTG**. Disponível em: [https://drive.google.com/file/d/1S0SpgnQskqJJNGiAdFzd5r1Knlvsf9YY/view?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/file/d/1S0SpgnQskqJJNGiAdFzd5r1Knlvsf9YY/view?usp=drive_link).

[26] SILVA, B. A, R; BARBOSA, E.; SOUSA, M. B; ALBUQUERQUE, A., A; **Verificação da real redução no consumo de energia na geração fotovoltaica distribuída – Estudo de Caso**. Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2022. Disponível em: <https://proceedings.science/pdpetro-2022/trabalhos/verificacao-da-real-reducao-no-consumo-de-energia-na-geracao-fotovoltaica-distri?lang=pt-br>. Acesso em fev. 2024.

[27] SILVA, B. A, R; BARBOSA, E.; **Inserção da geração distribuída solar na matriz energética da Universidade Federal de Pernambuco**. 30º Congresso Nacional de Iniciação Científica. Acesso em fev. 2024.