

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO OPERACIONAL DE MICROGERAÇÃO E  
MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM EDIFICAÇÕES COMERCIAL,  
INDUSTRIAL, RESIDENCIAL E PÚBLICA NO ESTADO DO PARÁ

WESLEY LEÃO MONTEIRO

DM 26/2022

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará – Brasil  
2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WESLEY LEÃO MONTEIRO

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO OPERACIONAL DE MICROGERAÇÃO E  
MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E EDIFICAÇÕES COMERCIAL,  
INDUSTRIAL, RESIDENCIAL E PÚBLICA NO ESTADO DO PARÁ

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá

Belém – Pará – Brasil

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO OPERACIONAL DE  
MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM  
EDIFICAÇÃO COMERCIAL, INDUSTRIAL, RESIDENCIAL E PÚBLICA  
NO ESTADO DO PARÁ”**

AUTOR: WESLEY LEÃO MONTEIRO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 18/11/2022

**BANCA EXAMINADORA:**



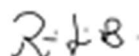
Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo  
(Orientador - PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo  
(Avaliador Interno - PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Alaam Ubajara Brito  
(Avaliador Externo - UNIFAP)



Prof. Dr. Ricardo da Silva Benedito  
(Avaliador Externo - UFABC)

**VISTO:**

Prof. Dr. Carlos Tavares da Costa Júnior  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais Max e Evanilde.

Ao meu Irmão Derek.

A minha querida esposa Eliene e meu filho Lucas Kael.



## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por permitir concluir esta etapa da vida.

Aos meus pais, Max e Evanilde, e ao meu irmão Derek, minha esposa Eliene e ao meu filho Lucas Kalel, pelo incentivo e apoio ao longo dessa jornada.

Ao amigo e orientador, professor Wilson Negrão Macêdo, pela paciência, incentivo e grande contribuição na realização deste trabalho.

Aos colegas do GEDAE pelo apoio e incentivo nesta caminhada, que foram de grande ajuda para a elaboração deste trabalho.

Ao GEDAE, coordenado pelo Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira, pela disponibilização de toda a infraestrutura necessária durante a elaboração desta pesquisa.

Aos meus colegas, Orlando, Reinaldo, Luís Felipe, Luís Otávio, Thiago, José de Arimatéia, Yan, Arthur, Bruno, Paulo, pela ajuda fundamental durante elaboração deste trabalho.

Por fim agradeço a todos que contribuíram direta e indiretamente para a realização deste sonho.

## SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	VI
LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	VIII
LISTA DE TABELAS .....	XII
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	XIII
RESUMO .....	XV
ABSTRACT .....	XVI
INTRODUÇÃO.....	1
OBJETIVO GERAL.....	4
OBJETIVO ESPECÍFICO.....	4
METODOLOGIA.....	4
ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	5
1 ASPECTOS INERENTES A AVALIAÇÃO OPERACIONAL EM SISTEMAS FOTVOLTAICOS CONECTADOS A REDE.....	6
1.1 Plataformas de Monitoramento.....	7
1.2 Erros de Medição e Falhas na Plataforma de Monitoramento.....	13
1.3 Perdas de Desempenho provocada por Sujidade .....	18
1.4 Perdas de Desempenho Provocada por Sombreamento.....	19
2 INDÍCES DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTVOLTAICOS .....	24
2.1 Produtividade de Referência ( <i>Y<sub>R</sub></i> ).....	24
2.2 Produtividade do Arranjo ( <i>Y<sub>A</sub></i> ).....	25
2.3 Perdas por Captura ( <i>LC</i> ) .....	25
2.4 Produtividade Final do Sistema ( <i>Y<sub>F</sub></i> ) .....	25
2.5 Eficiência de Conversão Fotovoltaica Média ( <i>η<sub>FV</sub></i> ).....	26
2.6 Eficiência de Seguimento de Ponto de Máxima Potência ( <i>η<sub>SPMP</sub></i> ).....	26
2.7 Rendimento Global ( <i>PR</i> ).....	27

3	descrição dos sistemas fotovoltaicos avaliados como estudo de casos	29
3.1	Sistema 1 – Microgeração - 53, 46 kWp – Comercial.....	29
3.2	Sistema 2 – Minigeração - 133, 32 kWp – Industrial.....	32
3.3	Sistema 3 – Microgeração – 26,4 kWp – Residencial.....	39
3.4	Sistema 4 – Minigeração – 260 kWp – Público.....	42
3.5	Sistema 5 – Minigeração – 104 kWp - Público.....	47
3.6	Monitoramento dos Sistemas.....	51
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS SFCR	53
4.1	Determinação da Potência Real um Gerador Fotovoltaico.....	53
4.2	Resultados da Campanha de Medição de Curva IxV Obtidos em Campo.....	59
4.3	Energia Produzida.....	67
4.4	Produtividade dos Sistemas.....	76
4.4.1	Comportamento do Sombreamento sobre o GFV do Sistema 3.....	87
4.4.2	Avaliação Pontual do Resultado de YF para o Sistema 5.....	90
4.5	Rendimento Global (PR).....	95
4.6	Contribuição Energética do SFCR 4 e 5 nas Edificações da JFPA.....	109
4.6.1	Contribuição Energética do Sistema 4.....	109
4.6.2	Contribuição Energética do Sistema 5.....	110
	CONCLUSÕES.....	112
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	116
	APÊNDICE A – Curvas I-V para o arranjo “B” do sistema 5 medidas com o Solar IVe.....	120
	APÊNDICE B – Resultados da Simulação 3D para Previsão de Sombras no Sistema 3.....	123
	APÊNDICE C – Resultados da Simulação 3D para Previsão de Sombras no Sistema 5.....	126

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Esquemático de um sistema solar fotovoltaico baseado em SCADA.....	8
Figura 1.2 – Exemplo de plataformas de monitoramentos comerciais de SFCR – Parte 1.....	9
Figura 1.3 - Exemplo de plataformas de monitoramentos comerciais de SFCR – Parte 2. ....	10
Figura 1.4 – Solução de monitoramento personalizada da Fronius.....	12
Figura 1.5 – Plataforma de EMA APsystems – microinversor 1,5 kW (QS1A).....	13
Figura 1.6 – (a) Disposição do inversor, caixa de proteção e medidor; (b) Vista geral do gerador FV. Potência total de módulos 2,45 kWp e potência total de inversor 3kW.....	14
Figura 1.7 – SFCR avaliado com uso de medidores de energia convencionais. Potência total de módulos 2,5 kWp e potência total de inversores 2,4 kW. ....	15
Figura 1.8 – Imagem de satélite e aérea da Planta Base do CRESP de 2,5 MWp. ....	18
Figura 1.9 – Sombreamento causado pela própria edificação e prédios adjacentes. Em (a) imagem aérea capturada às 8h e em (b) Imagem aérea capturada às 16h. Belém/PA.....	19
Figura 1.10 – Sombreamento total de alguns subarranjos FV com oito meses de operação. Em (a) o GFV limpo recém-instalado (fev/2022) e em (b) um subarranjo sujo (set/2022). Belém/PA. ....	20
Figura 1.11 – Curva I-V e P-V para diferentes níveis de irradiância e temperatura de operação, onde destacam-se os PMP para cada condição.....	21
Figura 1.12 – Cenários de sombreamento parcial: (a) Sombreamento parcial de galhos de uma árvore (atinge os submódulos 1 e 2) e (b) Sombreamento parcial de um poste (atinge o submódulo 1), com suas respectivas curvas I-V e P-V. ....	22
Figura 2.1 – Diagrama representando os principais parâmetros de interesse para avaliação de um SFCR. ....	28
Figura 3.1 – Gerador fotovoltaico instalado no telhado da edificação. Sistema 1. ....	29
Figura 3.2 – Localização dos Inversores. Ambiente: Circulação lateral. Sistema 1. ....	30
Figura 3.3 – Diagrama Unifilar simplificado do SFCR instalado - Sistema 1.....	31
Figura 3.4 – Identificação das séries por arranjo instalado no Sistema 1, com arranjos representados por cor.....	32
Figura 3.5 – Gerador fotovoltaico instalado em um dos telhados da edificação - Sistema 2...33	33
Figura 3.6 - Localização dos Inversores. Ambiente: Interno ao galpão. Sistema 2. ....	34
Figura 3.7 – Diagrama Unifilar do SFCR – Sistema 2.....	35
Figura 3.8 - Identificação das séries por arranjo instalado no Sistema 2, com arranjos identificados por cor. ....	36

Figura 3.9 – Local de instalação do transformador “rebaixador” para conexão à rede do SFCR, na rede BT multiplexada da unidade consumidora. Sistema 2.....	36
Figura 3.10 – Identificação dos principais pontos da infraestrutura elétrica do Sistema 2, com indicação de distância linear.....	38
Figura 3.11 – Localização do ponto de conexão à rede do SFCR. Sistema 2.....	38
Figura 3.12 - Gerador fotovoltaico instalado em um dos telhados da edificação - Sistema 3.	39
Figura 3.13 - Localização do Inversor. Ambiente: Depósito - Sistema 3. ....	40
Figura 3.14 - Diagrama Unifilar do SFCR – Sistema 3. ....	41
Figura 3.15 - Identificação das séries por arranjo instalado no Sistema 3, com séries do arranjo identificados por cor. ....	42
Figura 3.16 - Gerador fotovoltaico instalado no telhado da edificação – Sistema 4.....	43
Figura 3.17 – Detalhes do <i>layout</i> do gerador fotovoltaico instalado sobre a edificação – Sistema 4. ....	43
Figura 3.18 - Localização dos inversores. Ambiente Externo: área de circulação - Sistema 4. ....	44
Figura 3.19 – Diagrama unifilar simplificado do SFCR instalado – Sistema 4. ....	45
Figura 3.20 - Desvio azimutal por arranjo do gerador FV instalado em cada água de telhado – Sistema 4. ....	46
Figura 3.21 - Identificação de seis módulos da série “D.8” instalados em estrutura para laje – Sistema 4. ....	47
Figura 3.22 - SFCR instalado no estacionamento, estrutura carport, com quantitativos de módulos por garagem. ....	48
Figura 3.23 – Inversores, 60 KW (“a”) e 36 kW (“b”), instalados na estrutura <i>carport</i> do gerador fotovoltaico – Sistema 5. ....	49
Figura 3.24 – QGFV do SFCR - Sistema 5. ....	49
Figura 3.25 – Diagrama Unifilar Simplificado do SFCR Instalado – Sistema 5.....	50
Figura 3.26 - Identificação das séries instaladas em cada garagem com indicação colorida para cada arranjo – Sistema 5.....	51
Figura 4.1 – Montagem dos equipamentos (“a”) e acessórios (“b”) para ensaio de curva I-V, e inclinômetro (“c”) utilizado para determinação da inclinação das séries que compõem o arranjo B do Sistema 5.....	54
Figura 4.2 - Montagem dos equipamentos para ensaios de curva IxV.....	57
Figura 4.3 - Momento em que o sombreamento cessa sobre a série “B1” e “B2” do arranjo B às 11h. ....	58

Figura 4.4 - Localização dos equipamentos durante a campanha de medição.....	59
Figura 4.5 – Série B1, curva IxV e PxV medida (OPC).....	60
Figura 4.6 – Série B2, curva IxV e PxV medida (OPC).....	60
Figura 4.7 – Série B3, curva IxV e PxV medida (OPC).....	60
Figura 4.8 – Série B4, curva IxV e PxV medida (OPC).....	60
Figura 4.9 - Série B5, curva IxV e PxV medida (OPC). ....	60
Figura 4.10 – Série B6, curva IxV e PxV medida (OPC).....	60
Figura 4.11 - Série B1, curva IxV e PxV (STC).....	62
Figura 4.12 - Série B2, curva IxV e PxV (STC).....	62
Figura 4.13 - Série B3, curva IxV e PxV (STC).....	62
Figura 4.14 - Série B4, curva IxV e PxV (STC).....	62
Figura 4.15 - Série B5, curva IxV e PxV (STC).....	62
Figura 4.16 - Série B7, curva IxV e PxV (STC).....	62
Figura 4.17 - Gráfico <i>Boxplot</i> com valores de potência real (STC) obtidos através de ensaios de curva I-V. Arranjo “B” – Sistema 5. ....	63
Figura 4.18 - Gráfico <i>Boxplot</i> com valores de irradiância obtidos no plano de cada série durante ensaios de curva I-V. Arranjo “B” – Sistema 5.....	63
Figura 4.19 – Curva I-V (STC), série “B3”, arranjo “B” – Sistema 5 (versão ampliada da Figura 4.13).....	64
Figura 4.20 - Gráfico <i>boxplot</i> do desvio percentual de potência de módulo (STC) obtido em ensaio de curva I-V.....	65
Figura 4.21 – Produção de energia elétrica referente ao ano de 2020 – Parte 1.....	71
Figura 4.22 – Produção de energia elétrica referente ao ano de 2020 – Parte 2.....	72
Figura 4.23 - Produção de energia elétrica referente ao ano de 2021 – Parte 1.....	75
Figura 4.24 - Produção de energia elétrica referente ao ano de 2021 – Parte 2.....	76
Figura 4.25 – Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2020 – Parte 1.....	78
Figura 4.26 - Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2020 – Parte 2. ....	79
Figura 4.27 – Arranjo FV sujo, Sistema 1 (53,46 kWp). Registro fotográfico realizado em 17/09/2022.....	80
Figura 4.28 – Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2021 – Parte 1.....	82
Figura 4.29 – Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2021 – Parte 2.....	83
Figura 4.30 – Modelagem 3D da edificação e GFV do Sistema 3.....	88
Figura 4.31 – Avaliação do sombreamento para os meses em que o impacto no período da manhã demonstra ser mais significativo. Simulação realizada para o dia 22 de cada mês.....	88

Figura 4.32 – Avaliação de sombreamento para os meses em que o sombreamento é registrado no período da tarde. Simulação realizada para o dia 22 de cada mês.....	89
Figura 4.33 – Vista aérea do SFCR instalado no Sistema 5 (a) e da modelagem 3D realizada (b). .....	90
Figura 4.34 – Avaliação de sombreamento, para o dia 20/03 – Equinócio de Outono. ....	91
Figura 4.35 – Avaliação de sombreamento para o dia 21/06 – Solstício de Inverno.....	91
Figura 4.36 – Avaliação de sombreamento para o dia 23/09 – Equinócio de Primavera.....	91
Figura 4.37 – Avaliação de sombreamento para o dia 21/12 – Solstício de Verão.....	92
Figura 4.35 – Irradiação solar média diária e temperatura ambiente média diária, para o período de monitoração de 2015 a 2018.....	93
Figura 4.36 – Irradiação global horizontal e no plano do gerador FV de acordo com orientação do arranjo FV.....	95
Figura 4.37 – Rendimento Global do Sistema 3, período de 2019 a 2021.....	100
Figura 4.41 – Detalhes do GFV 3, instalado. ....	101
Figura 4.42 – Rendimento Global do Sistema 1, período de 2020 e 2021.....	105
Figura 4.43 – Rendimento Global do Sistema 2, período de 2020 e 2021.....	105
Figura 4.44 – Rendimento Global do Sistema 4, período de 2020 e 2021.....	106
Figura 4.45 – Rendimento Global do Sistema 5, período de 2020 e 2021.....	106
Figura 4.46 – Detalhe das séries conectadas nas entradas MPPT do inversor “B” do Sistema 5. ....	107
Figura 4.47 – Contribuição Energética do Sistema 4 na Edificação JFPA - Santarém/PA....	110
Figura 4.48 – Contribuição energética do Sistema 4 e 5 na edificação da JFPA - Belém/PA. ....	111

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Parametrização de Perdas Consideradas na Simulação. <i>Software PVsyst v7.2.</i> .	17
Tabela 3.1 – Especificações técnicas do módulo FV – Sistema 1 e 3.....	29
Tabela 3.2 – Especificações Técnicas do Inversor – Sistema 1. ....	30
Tabela 3.3 – Especificações técnicas do módulo FV - Sistema 2. ....	33
Tabela 3.4 – Especificações Técnicas dos Inversores - Sistema 2. ....	34
Tabela 3.5 – Especificações Técnicas dos Inversores - Sistema 3. ....	40
Tabela 3.6 – Especificações técnicas do módulo FV – Sistema 4 e 5.....	43
Tabela 3.7 – Especificações Técnicas do Inversor – Sistema 4. ....	44
Tabela 3.8 – Especificações Técnicas do Inversor – Sistema 5. ....	47
Tabela 4.1 – Legenda de resultados para medição de curva I-V com instrumentos da fabricante HT <i>Instruments.</i> .....	55
Tabela 4.2 - Taxa percentual de dados válidos de curvas I-V para o arranjo ‘B’ – Sistema 5.	66
Tabela 4.3 – Energia produzida mensalmente por cada sistema em 2019. ....	68
Tabela 4.4 - Energia produzida mensalmente por cada sistema em 2020.....	69
Tabela 4.5 - Energia produzida mensalmente por cada sistema em 2021.....	70
Tabela 4.6 – Produtividade final por subsistema em 2019.....	84
Tabela 4.7 – Produtividade final por subsistema em 2020.....	85
Tabela 4.8 – Produtividade final por subsistema em 2021.....	86
Tabela 4.9 – Produtividade final por SFCR de 2019 a 2021.....	94
Tabela 4.10 – Dados de irradiação média mensal global no plano horizontal e inclinado para cada sistema avaliado. ....	96
Tabela 4.11 – Dados de irradiação média diária global no plano horizontal e inclinado para cada sistema avaliado.....	97
Tabela 4.12 – Rendimento global estimado mensalmente para cada Subsistema em 2019.....	99
Tabela 4.13 - Rendimento global estimado mensalmente para cada Subsistema em 2020....	102
Tabela 4.14 - Rendimento global estimado mensalmente para cada Subsistema em 2021....	104
Tabela 4.15 - Rendimento global estimado mensalmente para cada sistema em 2019, 2020 e 2021. ....	108



## LISTA DE SIGLAS, ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
- SPMP – Seguimento de Ponto de Máxima Potência
- c.c. – Corrente contínua
- c.a. – Corrente alternada
- PMP – Ponto de Máxima Potência
- FV – Fotovoltaico
- GFV – Gerador Fotovoltaico
- $A_{GFV}$  – Área útil do gerador fotovoltaico
- $E_{c.c.}$  – Energia produzida pelo gerador fotovoltaico
- $G_{ref}$  – Irradiância de referência a 1.000 W/m<sup>2</sup>
- $G_{t,\beta}$  – Irradiância no plano do gerador fotovoltaico
- $P_{FV}^0$  – Potência nominal do gerador fotovoltaico
- $P_{saída}$  – Potência instantânea injetada no barramento c.a.
- $L_C$  – Perdas por captura de recurso solar
- $\eta_{FV}$  – Eficiência de conversão fotovoltaica média
- $\eta_{SPMP}$  – Eficiência de seguimento de ponto de máxima potência
- $Y_A$  – Produtividade do arranjo fotovoltaico
- $Y_R$  – Produtividade de referência
- $Y_F$  – Produtividade final do sistema fotovoltaico
- $PR$  – *Performance ratio* ou rendimento global do sistema fotovoltaico
- $\varepsilon^{Mis}$  – Variação (delta) entre a potência máxima medida e a nominal (HT *Instruments*);
- $Tol^{(-)}$  - Tolerância mínima de potência FV [negativa] - (HT *Instruments*);
- $Tol^{(+)}$  – Tolerância máxima de potência FV [positiva] - (HT *Instruments*);
- $\varepsilon^{Strum}$  – Máximo erro do instrumento - (HT *Instruments*);
- $P_{mpSTC-real}$  – Potência máxima real obtida nas condições padrões de testes (STC);
- $P_{mpnominal-pla}$  – Potência nominal informada no *datasheet* do fabricante nas STC;
- $H\_Gh-S1$  – Irradiação global no plano horizontal do GFV 1;
- $H\_Gh-S2$  – Irradiação global no plano horizontal do GFV 2;
- $H\_Gh-S3$  – Irradiação global no plano horizontal do GFV 3;
- $H\_Gh-S4$  – Irradiação global no plano horizontal do GFV 4;
- $H\_Gh-S5$  – Irradiação global no plano horizontal do GFV 5;

*H\_Gk1-S1* – Irradiação global no plano inclinado nos Arranjos “A” e “B” do GFV 1;

*H\_Gk2-S1* – Irradiação global no plano inclinado do Arranjo “C” do GFV 1;

*H\_Gk1-S2* – Irradiação global no plano inclinado dos Arranjos “C” e “D” do GFV 2;

*H\_Gk2-S1* – Irradiação global no plano inclinado dos Arranjos “A” e “B” do GFV 2;

*H\_Gk1-S3* – Irradiação global no plano inclinado do Arranjo “A” do GFV 3;

*H\_Gk1-S4* – Irradiação global no plano inclinado do Arranjo “C” e “D” do GFV 4;

*H\_Gk2-S4* – Irradiação global no plano inclinado do Arranjo “A” e “B” do GFV 4;

*H\_Gk1-S5* – Irradiação global no plano inclinado do Arranjo “A” e “B” do GFV 5;

## RESUMO

Este trabalho avalia o desempenho operacional de diferentes Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, instalados em 5 (cinco) unidades consumidoras, quatro na região metropolitana de Belém/PA e um em Santarém/PA, classe de consumo: Residencial, Comercial, Industrial e Pública, de modo a contribuir para a construção do conhecimento científico e tornar público valores de desempenho de geradores fotovoltaicos conectados à rede convencional na região Norte do País. Para isso, considerou-se para cálculos dos índices de mérito os dados de produção de eletricidade disponibilizado pela plataforma de monitoramento *online* do inversor de conexão à rede de cada SFCR, nos anos de 2019 a 2021. Para os sistemas em que apresentaram falhas na plataforma de monitoramento, considerou-se os dados apresentados no *display* do inversor. Para o cálculo da produtividade final (YF) de dois sistemas considerou-se o valor da potência real do gerador fotovoltaico através de ensaios de curva I-V realizadas a sol real com traçador de curvas (Solar IVE) disponibilizados pelo GEDAE/UFPA, considerando medições realizadas em um arranjo de um subsistema. Para o cálculo estimado de desempenho global considerou-se a base de dados do *Meteonorm v8.0* para obtenção de irradiação no plano dos GFV. Os resultados obtidos neste trabalho permitem comparar o desempenho global estimado dos sistemas tornando evidentes que os resultados operacionais estão diretamente relacionados à solução implementada em cada sistema, às boas práticas durante as instalações, e a importância do controle mais rigoroso e contínuo do monitoramento dos SFCR.

**PALAVRA-CHAVES:** Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Desempenho Operacional, Rendimento Global, Produtividade Final, Ensaio de Curvas I-V.

## ABSTRACT

This work evaluates the operational performance of different Photovoltaic Systems Connected to the Electric Grid, installed in 5 (five) consumer units, four in the metropolitan region of Belém/PA and one in Santarém/PA, consumption class: Residential, Commercial, Industrial and Public, in order to contribute to the construction of scientific knowledge and make public performance values of photovoltaic generators connected to the conventional grid in the North region of the country. For this, the electricity production data provided by the online monitoring platform of the grid connection inverter of each SFCR, in the years 2019 to 2021, was considered for the calculation of the merit indexes. monitoring, the data presented on the inverter display was considered. To calculate the final yield (YF) of two systems, the value of the real power of the photovoltaic generator was considered through I-V curve tests carried out in real sun with a curve tracer (Solar IVE) provided by GEDAE/UFPA, considering measurements performed in an arrangement of a subsystem. For the estimated performance ratio calculation, the Meteonorm v8.0 database was considered to obtain irradiation in the GFV plane. The results obtained in this work allow comparing the estimated global performance of the systems, making it evident that the operational results are directly related to the solution implemented in each system, to good practices during installations, and the importance of a more rigorous and continuous control of the SFCR monitoring.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Systems Connected to the Electricity Grid, Operational Performance, Final Yield, Performance Ratio, I-V Curves Test.

## INTRODUÇÃO

No Brasil os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – SFCR, atualmente regulados por um Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, são aqueles que dispensam, mas não impedem o uso de acumuladores, como baterias, por exemplo. Tais sistemas difundem-se desde 2012 com o marco legal da geração distribuída e centralizada (GD e GC), a Resolução Normativa ANEEL 482/ 2012, atualizada através da Resolução Normativa (REN) 687/ 2015, 786/2017 e 1000/2021 onde são definidas as modalidades a partir da potência e as documentações mínimas que devem ser apresentadas para homologação de projetos juntos as distribuidoras de energia.

Em janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300, considerada o novo marco legal para a GD, a qual apresenta mudanças importantes com relação ao disposto na REN 482/2012 e na REN 687/2015, destacando-se o direito adquirido; a valoração dos créditos após o período de vacância (período de transição); além do limite de potência instalada para minigeração distribuída (mini GD) de 5 MW para 3 MW para fontes não despacháveis. Para projetos solicitados até 12 meses, contados da publicação da lei, mantêm-se válidas as regras de compensação vigentes, sendo estas garantidas até 31/12/2045. Ressalta-se que até a publicação deste trabalho a REN 786/ 2017 segue em revisão pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

O marco regulatório supracitado impulsionou o mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil a crescer de maneira ainda mais acelerada em todas as classes de consumo, conforme o último infográfico divulgado em janeiro de 2023 pela Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), ultrapassando 17 GW de potência instalada de geração distribuída utilizando a fonte solar fotovoltaica. Com dados acumulados desde 2012 são mais de 750 mil novos empregos gerados, considerando toda a aplicação solar fotovoltaica no Brasil. Em pesquisa encomendada pela ABSOLAR (2022), a estimativa para os próximos 10 anos é que a geração própria de energia solar fotovoltaica deve saltar de 11 GW (jun/ 2022) de potência instalada para 39,8 GW, o que poderá significar uma redução de 60% no acionamento da bandeira vermelha, diminuindo as tarifas de energia elétrica de todos os consumidores.

Para garantir o retorno do investimento e o desempenho almejado em uma planta FV é necessário, desde a etapa de projeto, estabelecer critérios, avaliando técnica e economicamente a particularidade de cada solução adotada, fazendo uso de programas de simulação de tal modo a estimar a produção energética que posteriormente poderá ser confrontada com os dados reais obtidos na planta (ALMEIDA, 2012; CUSTÓDIO *et al.*, 2018; MACHADO *et al.*, 2020).

O desempenho de um SFCR está diretamente relacionado ao desempenho dos geradores fotovoltaicos que os constituem. Uma fonte de perdas importante é o desacoplamento elétrico entre os módulos FV, ou seja, a diferença entre as correntes produzidas por cada módulo FV, causado por efeitos de dispersão (*mismatch effects*) e/ou fatores ambientais: diferentes irradiâncias incidentes nos módulos; temperatura; sujidade; e/ou sombras causadas por objetos próximos. Um gerador com elevadas perdas por desacoplamento elétrico possui alterações significativas na curva I-V quando comparada com a curva esperada fornecida pelo fabricante. Assim, além da redução da geração de energia entregue ao barramento de corrente contínua, a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência do inversor é reduzida, aumentando as perdas totais de potência do sistema (DILLEP E SINGH, 2017; FARAHAT *et al.*, 2012; URIARTE *et al.*, 2005 *apud* TELES *et al.*, 2018).

Em função disso, a tecnologia FV avançou no sentido de ter disponível no mercado diferentes arquiteturas para conexão de geradores FV à rede elétrica. Dependendo da arquitetura utilizada (*string*, microinversor, conversor c.c.-c.c., etc.) esses efeitos podem diferir significativamente, sem que se possa categoricamente afirmar que uma tecnologia é definitivamente mais adequada que outra em todas as configurações de gerador FV e condições de operação em que este é submetido (TELES, 2017).

Teles (2017), destaca ainda que os efeitos do desacoplamento devido à sombra, sujidade etc., a princípio seriam mais significativos nas configurações com muitos módulos associados em série, tal como acontece em configurações do tipo inversor *string* ou central. Uma possível solução para esse impasse recairia sobre a utilização de dispositivos eletrônicos de baixa potência que fossem individualizados a cada módulo FV, comercialmente conhecidos como otimizadores de potência (*power optimizers*), que são conversores seguidores de ponto de máxima potência (SPMP) no nível de módulos FV.

Embora, a tecnologia solar fotovoltaica avance para o desenvolvimento e aprimoramento de seus principais componentes, sejam eles módulos FV ou UCP (unidade de condicionamento de potência) / inversores etc, a qualificação profissional dos profissionais liberais e empresas integradoras acabam não acompanhando este desenvolvimento tecnológico, ou ainda, entram no mercado com conhecimento bem superficial sobre a aplicação e boas práticas na implantação de sistemas fotovoltaicos.

Santos *et al.* (2022) retrata em sua pesquisa diversos problemas em instalações fotovoltaicas no Brasil, em sua maioria residencial e comercial, onde a maioria dos problemas/sinistros ocorrem, em função da falta de conhecimento prévio e negligência dos aspectos

normativos inerentes a aplicação. Eles classificam estes problemas em três grupos: estruturais, elétricos e de desempenho. Apresentam, ainda ferramentas clássicas de gestão de manutenção bastante conhecida da engenharia de manutenção que podem ser aplicadas durante a avaliação e qualificação de uma instalação existente, como por exemplo o diagrama de Ishikawa<sup>1</sup>.

Quando se trata de projetos de grande porte de minigeração distribuída, a qualidade e o rigor tendem a ser mais altos nas instalações e no gerenciamento da obra, pois, muitas vezes há uma cobrança contratual por parte da contratante quanto à qualidade do serviço prestado pela contratada, conhecida comercialmente como integradora. Diferente das aplicações de microgeração distribuídas em estabelecimentos residenciais e comerciais. Isto porque o proprietário do SFV em sua maioria não tem conhecimento de aspectos normativos e de boas práticas em instalações elétricas, preocupando-se apenas com a produção de energia prometida na proposta comercial apresentada na etapa de contratação dos serviços e instalação e homologação do SFCR.

Ocorre, que nesse cenário, a avaliação de desempenho dos sistemas fotovoltaicos inicia por muitas vezes a partir de indagações dos proprietários quando ao desempenho a partir do resultado financeiro não alcançado na fatura de energia elétrica. Embora, haja mudanças no perfil de consumo destes consumidores após a implantação do SFCR, isto não influencia no desempenho do sistema. Portanto, caberá ao integrador/ instalador dotar de conhecimentos específicos de engenharia de sistemas fotovoltaicos e aplicá-los em campo de tal modo que possibilite diagnosticar, possíveis causas que estejam influenciando na baixa produtividade final do sistema e conseqüentemente um baixo rendimento global.

Embora, muitos trabalhos tenham sido publicados com este tema, observou-se que ainda assim, são poucos trabalhos na literatura que descrevam e mantenham atualizados resultados operacionais de SFCR instalados principalmente na Região Norte do país. Isso é ainda mais relevante quando se compara o número de sistemas avaliados e com dados publicados, em relação ao número total de instalações existentes.

A principal vantagem destes resultados é a divulgação a partir de indicadores de desempenho que possibilitam profissionais entender a produtividade local a partir de dados de desempenho da planta, e assim auxiliar na etapa de elaboração de projeto e estimativa mais assertiva quanto à expectativa de produção de eletricidade a partir da fonte solar fotovoltaica. Neste trabalho, procura-se estimar o desempenho global (PR), e determinar a produtividade

---

<sup>1</sup> O Diagrama de Ishikawa, também conhecido como Diagrama Espinha de Peixe, é uma ferramenta que ajuda as pessoas a identificar possíveis causas para problemas. Em linhas gerais, ele serve para analisar os processos, em diferentes perspectivas, relacionando causas potenciais para um determinado cenário.

final (YR) de alguns sistemas com base nos dados disponibilizados pelas plataformas de diferentes fabricantes, o que restringe significativamente certas análises.

### **Objetivo Geral**

O principal objetivo deste trabalho é divulgar resultados operacionais de SFCR implantados em diferentes unidades consumidoras com ramo de atividade: comercial, residencial/comercial, industrial e pública. Avaliando a metodologia adotada na obtenção dos dados dos sistemas, determinação da potência real do gerador fotovoltaico aplicada em um dos sistemas analisados e discussão dos resultados obtidos em cada planta FV.

### **Objetivo Específico**

- Avaliar comparativamente o desempenho dos sistemas considerados no estudo;
- Identificar possíveis causas que influenciam no desempenho dos sistemas fotovoltaicos;
- Avaliar a metodologia de pesquisa em campo mediante autorização prévia do proprietário da microgeração/ minigeração solar fotovoltaica;
- Avaliar a confiabilidade dos dados medidos pelos inversores, e aquisitados pela plataforma de monitoramento remoto e extraídos a partir de plataforma *online*.
- Avaliar a metodologia considerada para determinação da potência real do gerador fotovoltaico a partir de traçador de curvas I-V comercial, vantagens, desvantagens e limitações;
- Verificar as limitações da pesquisa;
- Criar uma metodologia de simples compreensão em linguagem acessível para que proprietários de SFCR possam avaliar continuamente o seu SFCR e assim formar banco de dados e montar mapas de desempenho local.

### **Metodologia**

A pesquisa visa investigar a partir de instalações reais de sistemas fotovoltaicos que se encontram instalados em diferentes tipos de consumidores no estado do Pará, um localizado no município de Santarém/ PA e outros quatro no município de Belém/PA, mediante autorização prévia dos proprietários, mantendo-se a confidencialidade da identidade de cada Unidade Consumidora, com exceção dos sistemas instalados em órgãos públicos.

O período de análise desta pesquisa está compreendido de 2019 a 2021, onde foi avaliado a operação das plantas FV a partir dos dados da plataforma de monitoramento de cada



sistema, e com registro de falhas, quando ocorrido, relatados pelos responsáveis técnicos e/ou proprietários dos sistemas analisados. Ressalta-se que durante o período de avaliação as eventuais manutenções dos sistemas foram realizadas sob responsabilidade dos respectivos proprietários, havendo quando necessário apenas indicativos de melhoria, a fim de manter o respectivo sistema operante.

A aquisição dos dados monitorados pelos inversores de cada sistema se deu a partir da plataforma de acesso virtual, mediante fornecimento de login e senha dos usuários cadastrados na respectiva plataforma de cada fabricante de inversor. Os dados coletados foram analisados e tratados com o auxílio do *software* Microsoft Excel, com o intuito de elaborar gráficos e figuras a partir dos parâmetros medidos pelos inversores.

Ressalta-se que nenhum dos sistemas instalados possuem instrumentação dedicada para aquisição de dados ambientais e meteorológicos ou qualquer tipo de estação meteorológica. Desta forma, para efeito de estimativa considerou-se para os cálculos de produtividade do arranjo FV ( $Y_A$ ) e desempenho global ( $PR$ ) os dados de irradiação fornecidos pelo *software* *Meteonorm* v8.0 para o plano do gerador FV.

Para a determinação da potência real do gerador fotovoltaico utilizou-se como referência normativa a NBR 16.274:2014, e o equipamento Solar IVE, fabricante HT *Instruments*, disponibilizado pelo GEDAE/UFPA para ensaios de curva I-V em uma amostra do sistema 5, especificamente no arranjo “B”, estes resultados serão discutidos no Capítulo 4, avaliando a metodologia aplicada e as dificuldades encontradas durante os ensaios de campo.

## **Organização do Trabalho**

O trabalho se encontra organizado da seguinte forma: No Capítulo 1 são apresentados aspectos considerados na avaliação operacional de um SFCR resgatando os principais trabalhos pertinentes ao tema, realizados na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE/ UFPA) a partir de sistemas instalados no campus Guamá da Universidade Federal do Pará (UFPA) além de outros encontrados na literatura. No Capítulo 2, são apresentados os principais índices de desempenho ou figuras de mérito comumente utilizadas na avaliação de SFCR, importantes para estabelecer comparativos de desempenho com sistemas de diferentes características e formas de integração predial. No Capítulo 3, descrevem-se com detalhes os sistemas reais considerados na pesquisa. E por fim, no Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos a partir dos sistemas descritos no Capítulo 3, e concluindo-se a pesquisa com base nas informações coletadas de sistemas reais em operação.

## 1 ASPECTOS INERENTES À AVALIAÇÃO OPERACIONAL EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

As tecnologias de geração solar fotovoltaica, devido à sua modularidade e flexibilidade quanto ao local de instalação, apresentam-se como alternativas com grande potencial para a geração distribuída. Isso adicionado ao fato de ser uma fonte renovável e ao seu baixo impacto ambiental, tem contribuído para sua disseminação no território nacional. Aliado a isso um aspecto financeiro que continua impulsionando o crescimento da geração distribuída são os aumentos sucessivos na tarifa de energia elétrica.

Embora existam inúmeras potencialidades de crescimento dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, existem algumas incertezas associadas às estimativas de geração desses sistemas. Romaneli *et al.* (2022) destaca em seu trabalho a importância de estudos que avaliem as incertezas quanto ao desempenho de sistemas fotovoltaicos, uma vez que podem oferecer formas de reduzir essas incertezas e ainda detectar falhas que podem ocorrer devido à natureza estocástica dos parâmetros meteorológicos e/ou às particularidades dos componentes que compõem um sistema FV e sua forma de integração.

Em geral, projetistas utilizam programas computacionais (ex: PVSyst, PV\*Sol, Solergo, SAM etc.) dedicados para realizar estimativas de geração/ desempenho, uma vez que estes consideram nos cálculos a utilização de modelos matemáticos consolidados na literatura. Ainda que softwares de simulação disponibilizem e/ou descrevam os algoritmos/ modelos utilizados nos cálculos a literatura revela a existência de várias equações destinadas a verificação antecipada do desempenho de um gerador FV, considerando condições meteorológicas específicas do local de instalação, conforme observado nos trabalhos de Mares (2019), Lopes e Melo (2022) e De Paula *et al.* (2022).

Aliada a ferramentas computacionais destinadas aos cálculos e previsões de desempenho de sistema fotovoltaicos, pesquisadores também tem feito uso de outros programas destinados a modelagens de maquetes eletrônicas, em conceito BIM (*Building Information Model*) bastante utilizada na arquitetura e engenharia civil, a exemplo do REVIT (*Autodesk*<sup>®</sup>) e do Sketchup (*Trimble*). Com ferramentas de georreferenciamento, permitem ao usuário inserir o modelo 3D criado no exato local em que a usina solar está ou será instalada, com o objetivo de uso de ferramentas de sombreamento para avaliar ao longo das horas, dias e meses o sombreamento sobre a maquete eletrônica e assim avaliar o comportamento do sombreamento, possível geometria da sombra, contribuindo para elaboração de modelos matemáticos e análises

de desempenho operacional de SFCR (RODRIGUES, 2017; CHEPP e KRENZIGER, 2021; CHEPP *et al.*, 2022).

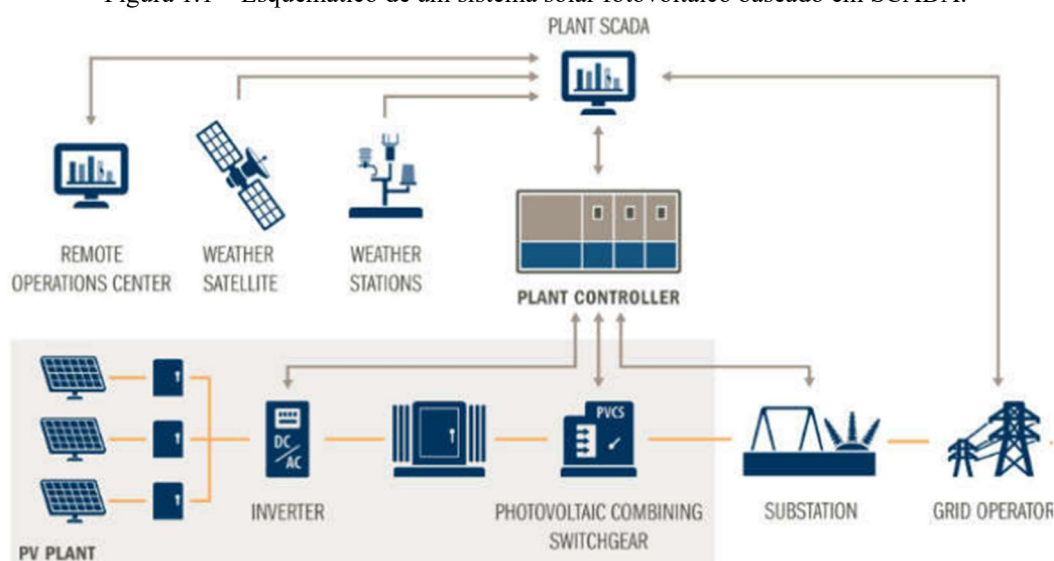
Em Manaus/AM, Romaneli *et al.* (2022) avaliaram o desempenho operacional de um SFCR com potência total 44 kWp (módulos) / 40 kW (inversores). Os dados de irradiação global horizontal (GHI) foram do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição (INPE) e da estação 82331 do INMET. Para transposição dos dados de GHI para o plano do gerador FV, utilizaram o *software* RADIASOL I (LABSOL). Os pesquisadores observaram que o erro percentual entre os valores médios de irradiação no plano do gerador entre as duas bases de dados foi de aproximadamente 1,6%. Para o primeiro ano de operação, jul/2020 a jun/2021, o SFCR obteve uma produtividade final (YF) de 1.254,34 kWh/ kWp com *performance ratio* (PR) de 80,29%.

Ainda em Romaneli *et al.* (2022), os pesquisadores realizaram simulações no *software* *PVsyst* versão 6.8.3 com intuito de confrontar os resultados reais e teóricos, onde identificaram disparidades significativas entre os valores de energia gerada, sendo superiores a 8,7%. Os pesquisadores concluem que essas diferenças estão relacionadas às perdas parametrizadas no programa, que são: perdas por sombreamento parcial, perdas no modelo de transposição, classificação dos módulos, poeira/ sujidade e outras perdas. Além do fator de indisponibilidade da planta, e para este caso os pesquisadores registraram um aumento nas ocorrências de interrupção no fornecimento pela Distribuidora local, provocando queda na produção de energia.

## **1.1 Plataformas de Monitoramento**

Para uma avaliação de desempenho de um SFCR independente do porte é necessário que os principais parâmetros elétricos e ambientais da planta sejam monitorados de forma integrada ou de forma separada por componente do sistema, como por exemplo: monitoramento do inversor, módulos através de otimizadores, e *combiner* box para leitura de grandezas elétricas de arranjos FV. Em usinas de maior porte é comum se encontrar sistemas próprios/personalizados de monitoramento da planta FV, que integram informações ambientais do local e parâmetros elétricos da planta, através de um sistema SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*), como na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Esquemático de um sistema solar fotovoltaico baseado em SCADA.



Fonte: Abdulsalam *et al.*, (2022).

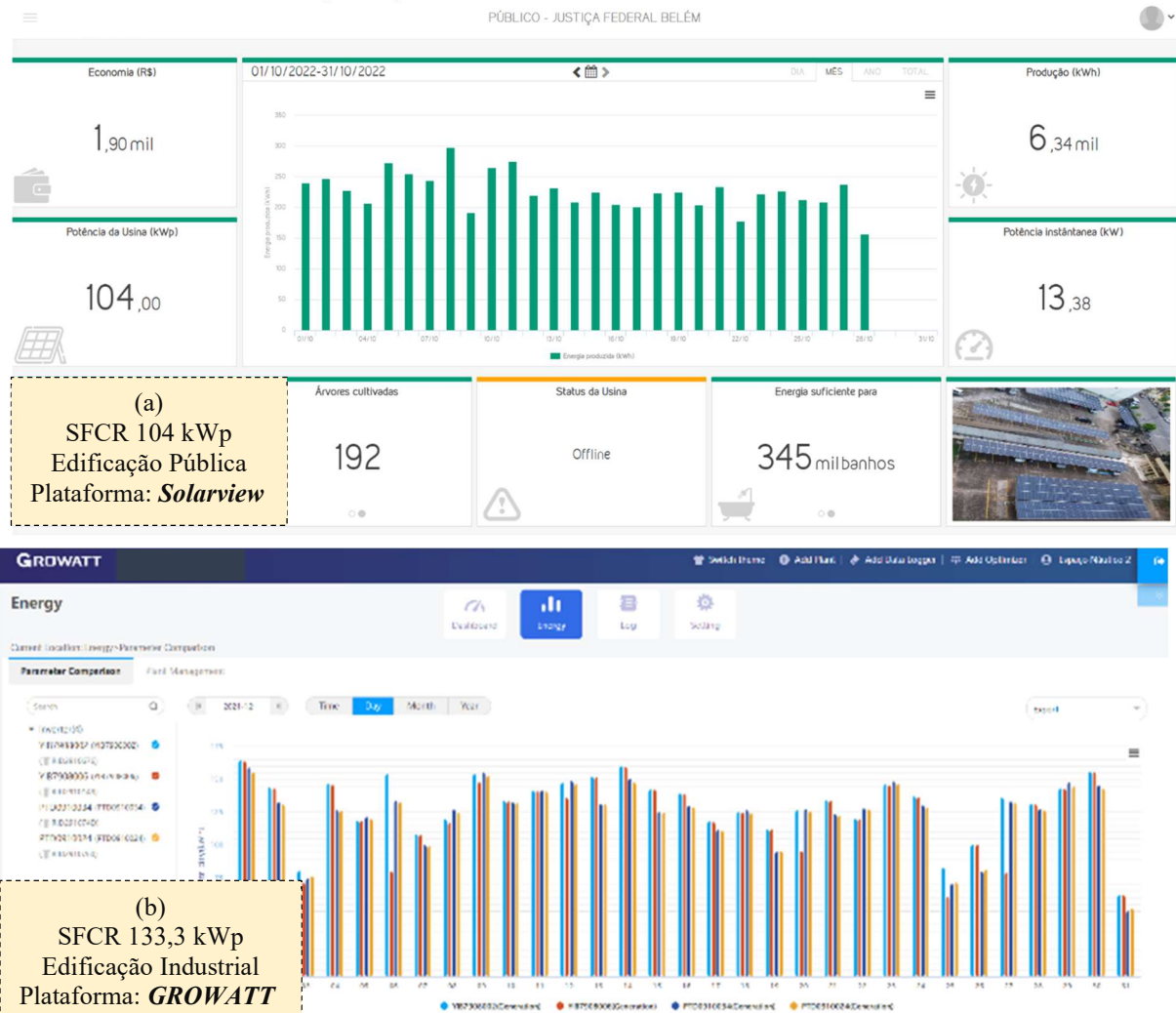
Geralmente, sistemas SCADA são implementados em grandes projetos de minigeração distribuída e/ou geração centralizada, além de um custo mais elevado, justifica-se a sua implementação, uma vez que há um rigor contratual a ser cumprido e um plano de gerenciamento e controle da produção de eletricidade de modo a manter a produção contínua sem interrupção, e quando ocorrer falhas, identificar imediatamente e corrigir, tudo isso disposto em um rigoroso contrato de O&M (operação e manutenção) do parque solar.

Com um sistema SCADA, é viável reduzir a quantidade de trabalho humano necessário na infraestrutura elétrica. Como apresentado na Figura 1.1, ao integrar diversos componentes da planta FV, além de dados da subestação, transformadores de distribuição, estações meteorológicas localizadas na rede, o sistema SCADA determina rapidamente o tipo de problema e sua localização. Quando as restrições de um ponto de controle são excedidas ou violadas um alerta é produzido. Os operadores são notificados dos eventos e alertas, dependendo do *status* da rede, cabendo a eles avaliar o que está ocorrendo e como ocorreu, com todas as informações enviadas ao computador central do sistema conectado à internet (ABDULSALAM, 2022).

Quando se fala em monitoramento de plantas FV, principalmente de microgeração distribuída que estão em sua grande maioria instalados em estabelecimentos, residenciais, comerciais, indústria e serviço público, geralmente possuem sua coleta de dados realizada através de plataformas virtuais disponibilizada pelo próprio fabricante do inversor, ou utilizam *dataloggers* comerciais que copiam os dados monitorados pelo inversor através de protocolo de comunicação e enviam a um servidor próprio que disponibiliza na internet para acesso

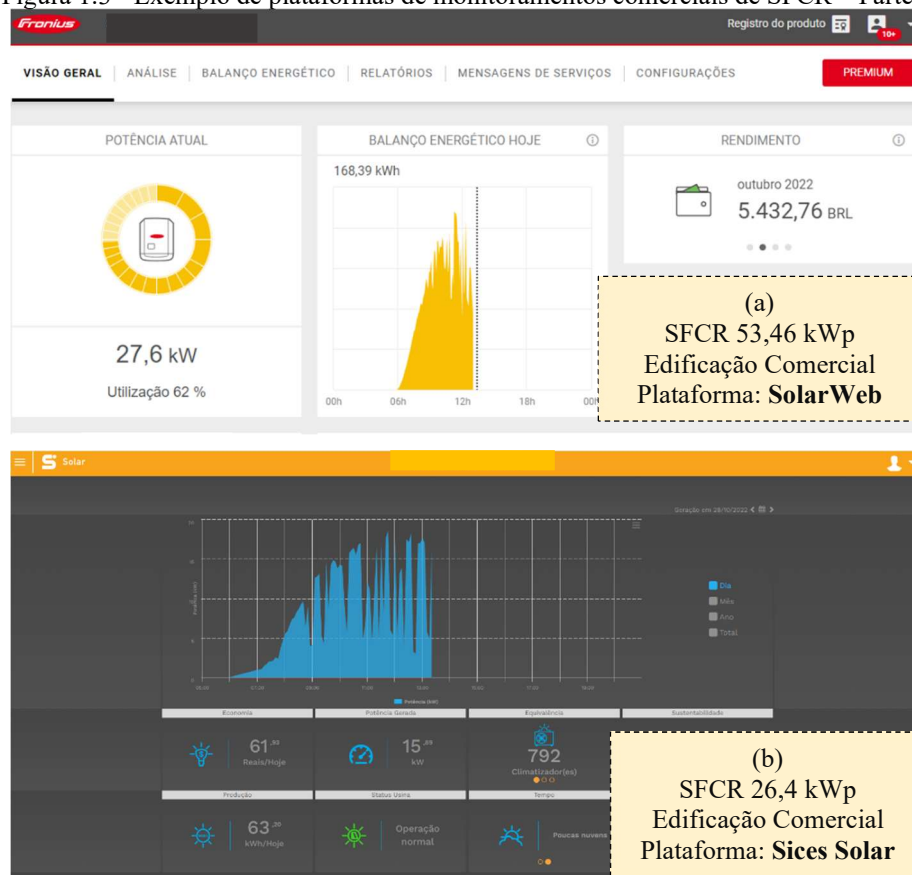
remoto. A Figura 1.2 e Figura 1.3 apresentam a interface virtual das plataformas virtuais que serão abordadas neste trabalho, usualmente conhecidas/utilizadas no mercado brasileiro para monitoramento de SFCR.

Figura 1.2 – Exemplo de plataformas de monitoramentos comerciais de SFCR – Parte 1.



Fonte: Adaptado da plataforma Solarview e Growatt.

Figura 1.3 - Exemplo de plataformas de monitoramentos comerciais de SFCR – Parte 2.



Fonte: Adaptado da plataforma Solarweb Fronius e Sices Solar.

Essas plataformas permitem ao operador, visualizar os parâmetros elétricos monitorados pelo inversor, tais como: tensão de linha c.a., tensão de fase c.a., corrente por fase c.a., frequência, temperatura interna, fator de potência, energia acumulada c.a., tensão c.c., corrente c.c., potência c.c.. Entretanto, a maioria das plataformas limitam algumas informações monitoradas a perfis de usuários, geralmente em dois tipos de perfil: Instalador e cliente. Sendo o perfil “instalador” aquele que tem acesso a todos as informações monitoradas da planta FV, e o perfil “cliente” limita-se ao acumulado de energia e visualização da curva de potência diária e valores acumulados de energia, sejam eles diários, mensais ou anuais.

O perfil “instalador”, geralmente fica cadastrado para a empresa integradora ou ao profissional instalador responsável pela implantação da microgeração, e o “cliente” para acesso em aplicativos de celular as informações resumidas do SFCR em operação. Isso, é um ponto de desvantagem quando se deseja ter o acesso completo do sistema ou ainda extrair dados para realizar análises mais aprofundadas, uma vez que o cliente não tem conhecimento da diferença de perfis e muito menos de detalhes da operação do gerador FV instalado em seu estabelecimento, cabendo ao interessado na avaliação operacional entrar em contato com a

empresa integradora para ter acesso aos dados completos da planta, e esse acesso nem sempre é disponibilizado.

Segundo os fabricantes essa diferença de perfil visa unificar o acesso a todas as plantas em um único portal ou aplicativo para o integrador, facilitando a análise panorâmica de todos os SFCR em operação. As plataformas *Sices Solar* (Figura 1.2 “a”) e *SolarView* (Figura 1.3 “b”) se assemelham bastante, tanto na plataforma virtual, quanto na utilização de *datalogger* externo para monitoramento. E para acesso completo aos dados, o perfil cadastrado, deve ser o de “instalador”, e assim obtém-se acesso completo a todas as informações monitoradas com a possibilidade de extrair em arquivos extensão *.csv* ou *.xls*. em geral com dados integralizados em intervalos de 5 minutos.

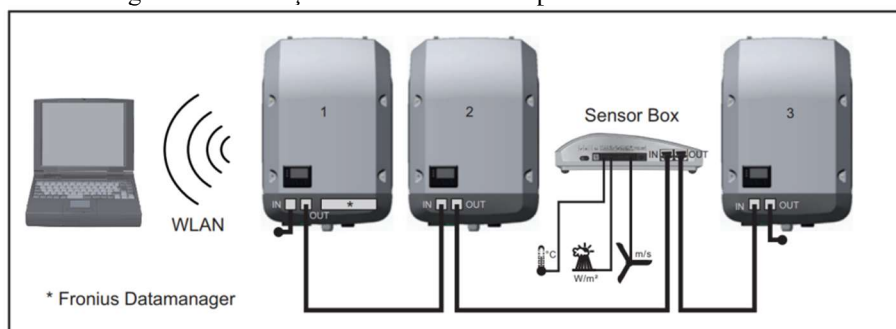
Entretanto, nem todas as plataformas disponibilizam os dados monitorados para *download*, liberando ao cliente apenas a visualização de gráficos e relatórios de energia acumulado, por mês ou ano. A plataforma GROWATT (Figura 1.2 “b”) atualmente não disponibiliza os dados em nenhum tipo de perfil, apenas a visualização em gráficos e com possibilidade de *download* relatórios mensais e anuais de energia acumulada, essa mudança foi observada desde o primeiro semestre de 2021. Após entrar em contato com o suporte GROWATT, eles informaram que a plataforma passou por atualizações e estas informações não serão disponibilizadas mais.

Já na plataforma Fronius *SolarWeb* (Figura 1.3 “a”) é possível visualizar gráficos, e extrair relatórios mensais e anuais de produção de eletricidade. Uma alternativa de obter os dados de forma gratuita é com a utilização de *pendrive* conectada à entrada USB do inversor e assim configurar o equipamento para cópia dos dados. Uma desvantagem dessa alternativa é o fato de que constantemente o instalador/operador deve se certificar que os dados estão sendo copiados e que não há falhas ou arquivos corrompidos. Uma alternativa para obtenção dos dados completos é através de assinatura do aplicativo *premium* que tem a possibilidade de integrar outras funcionalidades na plataforma atual.

Das plataformas avaliadas neste trabalho, a única que possui possibilidade de integrar sensores de monitoramento de dados ambientais através de *datalogger* é a da Fronius, a partir de aquisição do aplicativo e demais acessórios (*datamanager sensor box* e sensores). Neste trabalho não foram avaliados os custos dessa solução personalizada, com o intuito apenas de ressaltar que existe fabricante de inversores que possui solução completa de monitoramento para plantas em geral, instaladas também como microgeração distribuída. A Figura 1.4 ilustra esse tipo de solução personalizada. Rodrigues (2017) apresenta em sua pesquisa, resultados

operacionais de um SFCR com o *datamanager* da mesma família do fabricante, ilustrando com mais detalhes as características de cada sensor e memória de massa do dispositivo.

Figura 1.4 – Solução de monitoramento personalizada da Fronius.



Fonte: Folha de dados Fronius *Datamanager Sensor Box 2.0*.

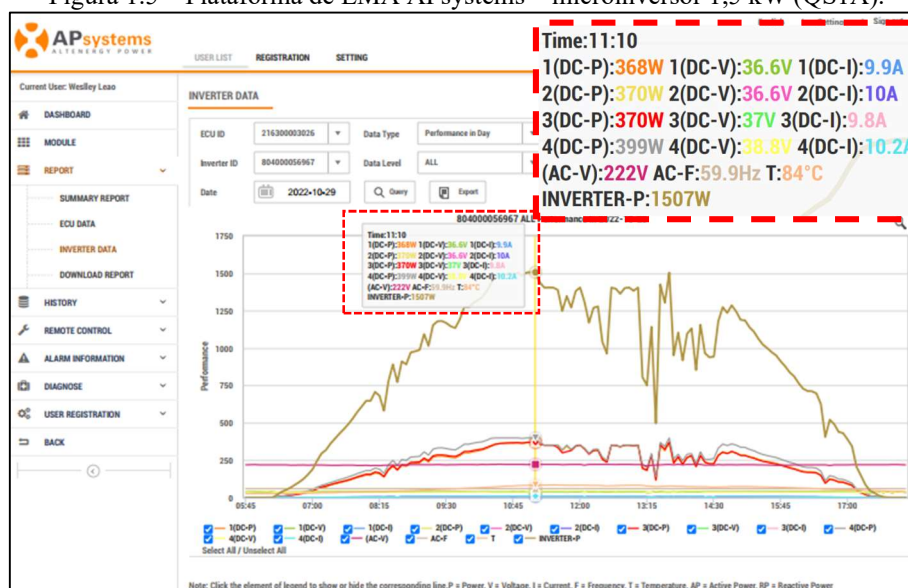
Como se vê, cada fabricante tem sua forma de apresentar e disponibilizar os dados monitorados, havendo em alguns casos a aquisição de soluções ou acessos personalizados que em uma eventual manutenção ou investigação no momento de uma avaliação operacional pode ser de grande relevância para interpretação de fenômenos, desempenho ou falhas que venham a ocorrer durante a operação de um SFCR. Ou seja, dependendo do fabricante, análises específicas poderão ser mais ou menos complexas de serem verificadas.

Ocorre que soluções personalizadas não são difundidas no mercado, devido ao seu custo, logo menos competitivas frente as demais marcas disponíveis no comércio. Outro fator importante é que quando se trata de monitoramento de inversores topologia microinversor, há uma certa particularidade que, em geral, esses equipamentos possuem monitoramento de grandezas elétricas do lado c.c. em nível de módulo, porém, em sua maioria não disponibiliza a informação de corrente do lado c.a., somente tensão e frequência, cabendo ao operador em uma avaliação de produção de eletricidade, estimar a potência c.a. e energia c.a. produzida.

Este tipo de informação no lado c.a. auxilia, por exemplo, na detecção de acionamentos indevidos do disjuntor de proteção do inversor, na medição do valor real de energia produzida do lado c.a. e avaliações pontuais que necessitem da informação de corrente do lado c.a... A Figura 1.5 apresenta um exemplo dos dados disponibilizados para um microinversor QS1A, 1,5 kW, 4 MPPT, fabricante APsystems onde é possível observar que a informação de corrente c.a. não é disponibilizada/ monitorada.



Figura 1.5 – Plataforma de EMA APsystems – microinversor 1,5 kW (QS1A).



Fonte: Autor.

Em geral, os fabricantes de microinversores recomendam a associação de até 4 microinversores em paralelo através de um cabo tronco, este cabo faz a conexão ao quadro geral dos inversores ou até o ponto de conexão. Ou seja, em uma planta com vários inversores dessa topologia o operador necessitará fazer a aquisição de uma solução personalizada disponibilizada pelo fabricante que faz uso de *datalogger* e TCs (transformadores de corrente) para medição da corrente de cada conjunto ou microinversor, ou ainda de instrumentação específica para mensurar corrente de cada conjunto de microinversor de tal modo que análises mais aprofundadas possam ser realizadas ou ainda comparar desempenho entre os inversores instalados na planta, logo, o grau de complexidade da atividade de avaliação poderá aumentar.

## 1.2 Erros de Medição e Falhas na Plataforma de Monitoramento

O operador/instalador deve sempre realizar uma avaliação crítica sobre a confiabilidade dos dados monitorados e apresentados pelo inversor e verificar se as informações apresentadas na plataforma condizem com o esperado pelo sistema. Isso geralmente é realizado na etapa de comissionamento do SFCR, pois informações erradas causadas por algum erro no inversor ou no *firmware* do equipamento podem levar a interpretações equivocadas e valores de desempenho que não condizem com a expectativa prevista na etapa de projeto.

Durante a pesquisa de Teles (2017) foi observado que em um dos inversores estava registrando produção diária de eletricidade acima do que realmente havia produzido. Isso foi comprovado após a instalação de um medidor modelo SMT 1510, do fabricante MECAF/Diebold Procomp. Essa constatação ocorreu após o pesquisador identificar valores de

PR (*performance ratio*) acima de 100% para alguns dias, e após o primeiro dia de registro do medidor externo, constatou-se que o valor indicado no *display* do inversor (PHB3000-SS) estava acima da real produção de eletricidade pelo sistema. A Figura 1.6 ilustra o medidor instalado em série com a saída c.a. do inversor, localizado na área de testes do GEDAE/UFPA.

Figura 1.6 – (a) Disposição do inversor, caixa de proteção e medidor; (b) Vista geral do gerador FV. Potência total de módulos 2,45 kWp e potência total de inversor 3kW.

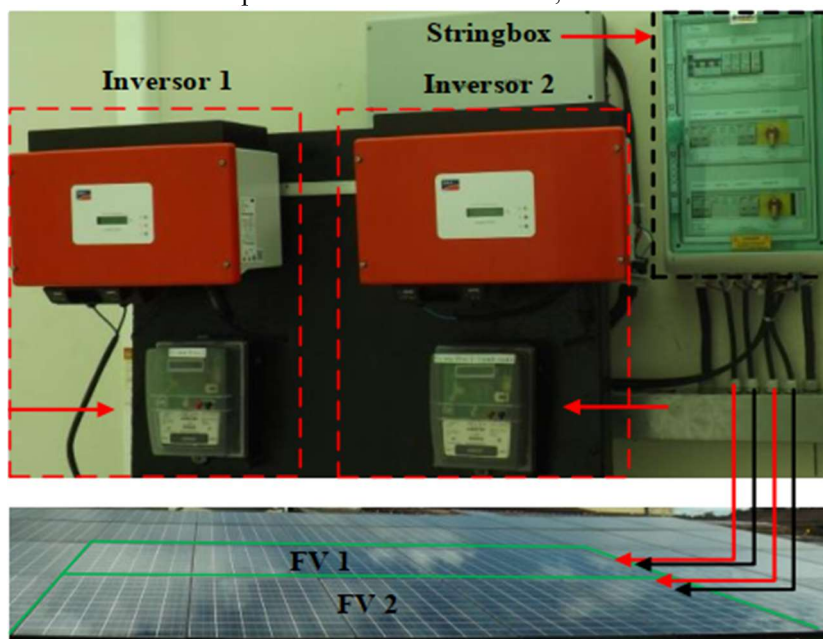


Fonte: Teles (2017).

Uma particularidade desse tipo de medição ressaltada pelo pesquisador, era que os dados de geração de energia eram obtidos através de leitura direta do “*display*” do medidor diariamente, e nos dias que a leitura não era realizada, como por exemplo, em fins de semana, a contabilização da geração de energia era realizada de forma indireta, com base na irradiação acumulada incidente diariamente no plano do gerador.

O medidor de mesma especificação foi utilizado nas pesquisas de Rodrigues (2017) para leitura de produção de eletricidade de dois inversores (SMA Sunny Boy 1200), entretanto, o pesquisador não identificou diferenças significativas nas leituras, optando por realizar suas análises com dados informados no “*display*” do inversor, conforme apresentado na Figura 1.7.

Figura 1.7 – SFCR avaliado com uso de medidores de energia convencionais. Potência total de módulos 2,5 kWp e potência total de inversores 2,4 kW.



Fonte: Rodrigues (2017).

Como se vê, erros de medição podem ocorrer e a rápida identificação permite ao operador/instalador realizar ações que visem sanar problemas como este. Um detalhe importante é que pra soluções de casos como essa, é que o instalador/operador, geralmente busca suporte do fabricante que em alguns casos é resolvido com atualização de *firmware* do inversor ou em último caso a troca do equipamento.

Já a solução realizada em Teles (2017) e Rodrigues (2017) com plantas instaladas na área de testes do laboratório do GEDAE/UFPA, como a instalação de medidor externo, nem sempre é de fácil implementação quando se trata de instalações fora do “ambiente de laboratório”, uma vez que em residências e comércios, por exemplo, ações como essa podem levar meses para ser implementada e até mesmo identificada a necessidade.

Essa dificuldade de implementação/identificação está relacionada com o fato de os proprietários não terem conhecimento de causa e contam com a análise contínua por parte da empresa integradora no primeiro ano de operação, período este comumente considerado como garantia de instalação do SFCR, nos contratos firmados entre cliente final e integrador. Sendo a redução no valor da fatura de energia o(a) principal indicador/métrica avaliado pelo proprietário do sistema, que a partir disso pode ou não dar indicativo de baixa *performance* do sistema fotovoltaico.

No Estado de Santa Catarina, Baumann e Abreu (2022) avaliaram dados de 1.250 sistemas residenciais de 2,65 kWp, instalados entre 2017 e 2018. Desse total de SFCRs

instalados, 9% não tiveram seus dados de geração dos 12 primeiros meses monitorados e disponibilizados, 13% dos sistemas tiveram geração de energia aquém do esperado. Somente 78% dos sistemas monitorados apresentaram geração média mensal igual ou superior ao mínimo esperado.

Ou seja, cerca de 277 (22%) dos sistemas analisados ficaram fora da expectativa de geração ou sem dados monitorados. Os pesquisadores sugerem a importância do controle mais rigoroso no monitoramento no primeiro ano de operação do sistema, sendo este o período dado como garantia de instalação dos sistemas. Quanto aos sistemas com baixo desempenho, os pesquisadores sugerem investigações pontuais individualizadas a fim de identificar as possíveis causas (sombreamento, excesso de sujeira sobre os módulos, entre outros).

Um controle mais rigoroso do monitoramento, além de minimizar custos com O&M (operação e manutenção), traz mais confiabilidade ao sistema em operação com a rápida identificação de falhas e ações corretivas de manutenção, como também serve de indicador de planejamento para manutenções preventivas durante a operação, que podem ser baseados em cálculos de índices de mérito, como produtividade e desempenho global diário, mensal e anual. Ou ainda realizar avaliações pontuais de verificação ou mais aprofundadas, que auxiliam em modelagens matemáticas de perdas diversas.

Embora sejam realizadas simulações em *softwares* (PVsyst, PV\*SOL, PVWatts, *System Advisor Model* (SAM), HOMER PRO, SISIFO) consolidados na engenharia solar fotovoltaica, com o intuito de estimar a produção energética e o desempenho operacional da planta FV, há várias incertezas associadas às estimativas de produção, que podem variar dependendo da base de dados meteorológicos considerada, além de ajuste na parametrização de perdas consideradas durante a simulação, dados medidos no local através de estações meteorológicas, fonte de dados disponibilizados de forma gratuita (INMET, NASA, Atlas Solarimétrico Brasileiro etc.) ou comercial, que disponibilizam dados de ano típico (Meteonorm), baseados em médias históricas (PARENTE *et al.*, 2020; SANTOS *et al.*, 2020) .

Dados de uma planta FV medidas localmente, permitem ajustar tanto modelos matemáticos como parâmetros de *softwares* comerciais buscando uma simulação mais acurada. Por meio de simulações utilizando diversos conjuntos de variáveis de entrada, assim como diferentes valores de perdas é possível obter estimativas mais próximas ao comportamento esperado da usina solar. Isso foi realizado em Petrolina/ PE, por Ramos *et al.*, (2022), onde os pesquisadores em uma usina solar 2,5 MWp (Planta Base) do CRESA (Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina) em operação desde ago/2018.

Com os dados de uma *stringbox*, obtidas a partir do sistema SCADA da usina Solar, dados solarimétricos da estação meteorológica local, realizaram comparações, simulado versus real, com o auxílio do *software* PVsyst v7.2, considerando diferentes conjuntos de dados ambientais como entrada e, posteriormente, realizaram um ajuste fino do modelo através da configuração de perdas detalhadas no programa.

Com os dados parametrizados para uma *stringbox*, consideraram para simular a planta inteira. Os resultados mostraram que a Planta Base (PB) está com uma produção de 1,5% acima do previsto pelo modelo parametrizado do PVsyst, que no geral a média percentual da diferença entre a energia medida e a simulada foi de 0,82%.

Um detalhe importante na metodologia aplicada em Ramos *et al.*, (2022), é que os pesquisadores observaram que a utilização de modelos de transposição da radiação solar resultou em maiores erros na simulação, e após a entrada de dados de irradiância global no plano inclinado, observaram que os resultados representaram melhor o comportamento da geração da *stringbox* em análise.

E como as simulações resultaram em uma produção menor que a real medida, alguns parâmetros de perdas configurados no PVsyst, tais como *mismatch*, LID e sujidade foram reduzidos até que o modelo se aproximasse da produção real. Após diversas simulações com diferentes ajustes nas perdas citadas, os melhores resultados obtidos foram com a parametrização do PVsyst apresentada na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Parametrização de Perdas Consideradas na Simulação. *Software* PVsyst v7.2.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Perda térmica	Montagem “Livre”
Perda ôhmica	Calculado (1,4mΩ)
Qualidade do módulo	-0,4%
Perda por <i>mismatch</i>	1,2%
Perdas por LID	1,8%
Perdas por sujidade	1,8%
Perdas por IAM	Folha de dados módulo
Envelhecimento	2 anos
Correção espectral	Considerada

Fonte: Ramos *et al.*, (2022).

Então os pesquisadores concluem que a variação da diferença verificada entre geração real e simulada pode ter sido influenciada por diversos fatores, com destaque para as variáveis de perdas estimadas pelo PVsyst, bem como modelos utilizados pelo programa. A Figura 1.8 apresenta a referida usina solar PB, instalada em Petrolina/PE.

Figura 1.8 – Imagem de satélite e aérea da Planta Base do CRESP de 2,5 MWp.



Fonte: Google Earth e internet<sup>2</sup>.

### 1.3 Perdas de Desempenho provocada por Sujidade

A sujidade pode ser o terceiro fator ambiental mais importante no impacto do valor da potência produzida por um sistema fotovoltaico, depois da irradiância e da temperatura (Hickel, 2017). Isso tem levado pesquisadores a investigar a natureza e composição química da sujidade de modo a elaborar modelos matemáticos que possam estimar com maior exatidão a perda ou degradação causada pela sujidade. Estudos sugerem que as perdas por sujidade podem superar 10% e esse impacto pode ser menor dependendo da tecnologia de fabricação do módulo FV, como por exemplo: monocristalino (m-Si), policristalino (p-Si), silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) (HICKEL, 2017; TRAMONTIN e RAMPINELLI, 2022; MORAES *et al.*, 2022).

Hickel (2017) analisou em seu trabalho as incertezas das medições realizadas em campo de  $\pm 2\%$  de curva I-V dos módulos limpos e sujos. Em Buritis/RO, o pesquisador observou que granulometria da poeira varia até 125  $\mu\text{m}$  e as perdas em dois anos de operação dos SFCRs atingiram 11,32% para a tecnologia p-Si, sendo as maiores observadas para a tecnologia a-Si sem moldura, com 16,69%. Em Porto Alegre/RS, Oliveira *et al.*, (2022) avaliam o impacto da sujidade em um sistema experimental, observaram uma melhora no desempenho global do sistema (PR) após a limpeza dos módulos, cujo valor, em média, passou de 70,5% (módulos sujos) para 80% (módulos limpos).

Em uma revisão bibliográfica realizada sobre o tema, Tramontin e Rampinelli (2022) verificaram que na maior parte dos casos modelos matemáticos baseados em redes neurais têm bom desempenho, mas precisam de muitos dados de entrada e são específicos para um local. Já os modelos de regressão linear e similares explicam fenômenos localmente e são mais simples para implementação. Souza *et al.*, (2022) ratifica através de estudos preliminares a dependência

<sup>2</sup> Acessado em: <https://ekkgreen.com.br/cidade-de-petrolina-recebe-novo-sistema-de-energia-solar/>



em relação à tecnologia FV utilizada, onde diferentes respostas de desempenho podem ser observadas na presença de sujidade sobre o módulo FV analisado. Ressalta ainda que o processo de deposição de sujidade é influenciado por fatores como ocorrência de chuvas, velocidade dos ventos, formação de orvalho, características geográficas locais e eventos não ordinários, tais como tempestades de areia e construções de edifícios.

Os estudos apresentados na literatura são heterogêneos entre si, o que é natural devido à complexidade do fenômeno analisado e permite o desenvolvimento de abordagens diversas, mas dificulta a comparação entre elas e a criação de uma metodologia padronizada para as análises. Resultando em análises que modelam o fenômeno à localidade em que se esteja avaliando, e nem sempre poderá ser generalizada.

#### 1.4 Perdas de Desempenho Provocada por Sombreamento

O Sombreamento pode ser classificado como parcial ou total. No primeiro caso somente a irradiância direta é interrompida, enquanto no segundo, praticamente toda a irradiância solar incidente é bloqueada. O sombreamento parcial ocorre com obstáculos afastados da superfície do módulo, estando, em geral, localizado nas imediações do gerador fotovoltaico (GFV), como árvores, edifícios vizinhos ou a própria edificação onde o sistema está instalado. Esse tipo de sombreamento está geralmente associado à limitação de área para instalação de módulos FVs, a erros de projeto, ao posicionamento do GFV ou ao surgimento de obstáculos não previstos na etapa de projeto (HURAYB *et al.*, 2015).

A Figura 1.9(“a” e “b”) ilustra um exemplo de sombreamento parcial causado por edificações adjacentes e produzidos pela própria edificação comercial localizada em Belém/PA.

Figura 1.9 – Sombreamento causado pela própria edificação e prédios adjacentes. Em (a) imagem aérea capturada às 8h e em (b) Imagem aérea capturada às 16h. Belém/PA.



Fonte: Autor.

O sombreamento total é frequentemente relacionado à falta de manutenção periódica dos equipamentos, e ocorre, geralmente com obstáculos que são depositados diretamente na superfície do módulo FV, como dejetos de animais, acúmulos de sujeira, folhas de árvores que ao cair ficam aderidas a superfície útil do módulo, entre outros. A Figura 1.10 ilustra uma planta FV (contendo 150 módulos FV), em oito meses de operação, que tiveram alguns subarranjos sombreados totalmente por acúmulo de sujeira/material gorduroso impregnado nos módulos FV.

Figura 1.10 – Sombreamento total de alguns subarranjos FV com oito meses de operação. Em (a) o GFV limpo recém-instalado (fev/2022) e em (b) um subarranjo sujo (set/2022). Belém/PA.



Fonte: Autor.

Este tipo de sombreamento causado por sujeira, trata-se de um sombreamento temporário e a frequência de limpeza depende também do ramo de atividade (residencial/comercial/industrial) onde o SFV se encontra instalado, e como se vê na Figura 1.10 (“b”), isso pode ocorrer em menos de um ano de operação. Já o sombreamento em consequência da localização, provocado por edificações adjacentes ou árvores são difíceis de ser evitados, pois muitas vezes há pouca área para instalação do GFV ou ocorre o surgimento de obstáculos não existentes durante as etapas de projeto e instalação do sistema.

Outra forma de sombreamento que pode ocorrer, é o sombreamento causado por postes, torres, cabos elétricos etc., cujo diâmetros são relativamente pequenos, e nesse caso o sombreamento dependerá da distância que se encontra do arranjo FV. Como o sol é uma fonte de luz extensa, ele gera, a sombra e penumbra, onde a sombra é a região que não foi atingida pela radiação direta e, a penumbra, um contorno mais claro ao redor da sombra (RODRIGUES, 2017).

Durante a avaliação experimental de Rodrigues (2017) e Rodrigues *et al.*, (2018) com o objetivo de investigar o impacto do sombreamento de cabos multiplexados em diferentes módulos FV, os pesquisadores observaram que quando realizado o sombreamento com os cabos, constataram que a sombra só era efetiva, e como consequência, só causava redução de

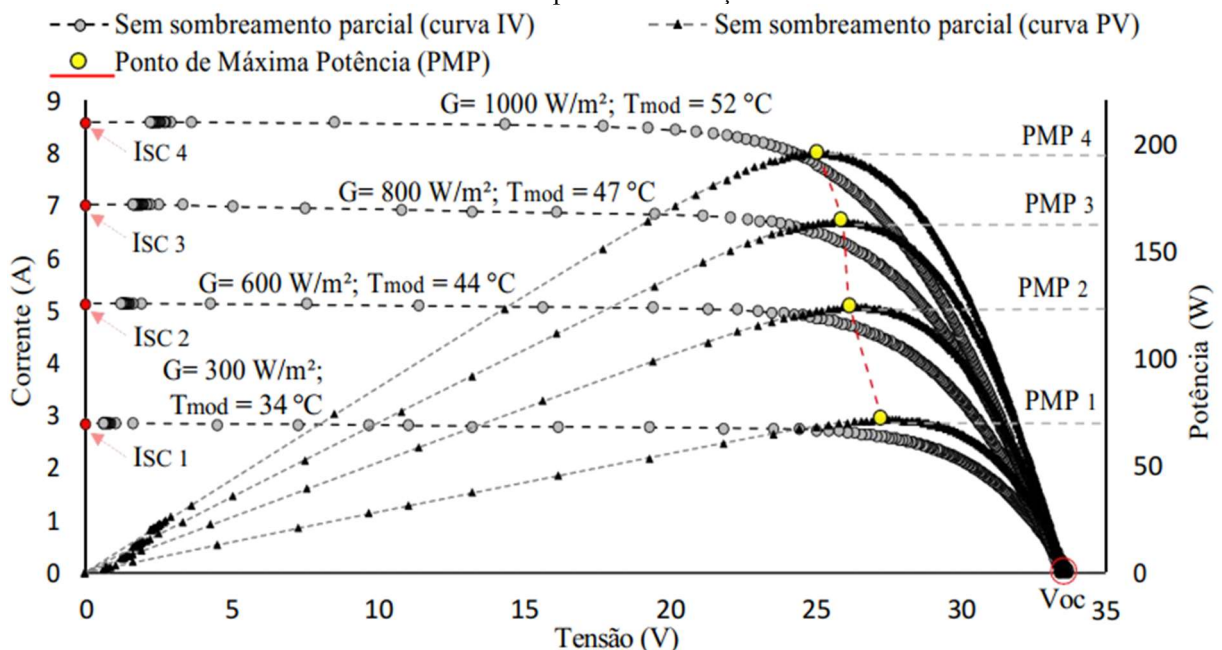


potência a partir da irradiância de 600 W/m<sup>2</sup>. Percebendo-se que, para valores de irradiância inferiores, a influência da sombra foi insignificante, uma vez que nessas ocasiões a penumbra era muito maior que sombra efetiva.

As células, módulos ou GFV tem uma relação não linear entre corrente e tensão e isso pode ser observado nas curvas I-V, que depende dos níveis de irradiância e temperatura de operação. Sob uma dada condição de irradiância, as curvas I-V e P-V apresentam uma região que se encontra o Ponto de Máxima Potência (PMP), onde as células, módulos ou GFV operam em sua máxima eficiência (GAO *et al.*, 2009; ALAJMI *et al.*, 2013; RODRIGUES, 2022).

O PMP é produzido quando o produto I-V é máximo e ocorre a maior transferência de potência. Sob irradiância uniforme no plano do GFV, apenas um PMP é produzido e pode ser rastreado por qualquer algoritmo SPMP (seguidor do ponto de máxima potência) presente nos inversores. A Figura 1.11 mostra quatro curvas I-V e P-V, sem sombreamento parcial, para diferentes níveis de irradiância e temperatura onde é possível observar que para cada condição existe um único PMP.

Figura 1.11 – Curva I-V e P-V para diferentes níveis de irradiância e temperatura de operação, onde destacam-se os PMP para cada condição.



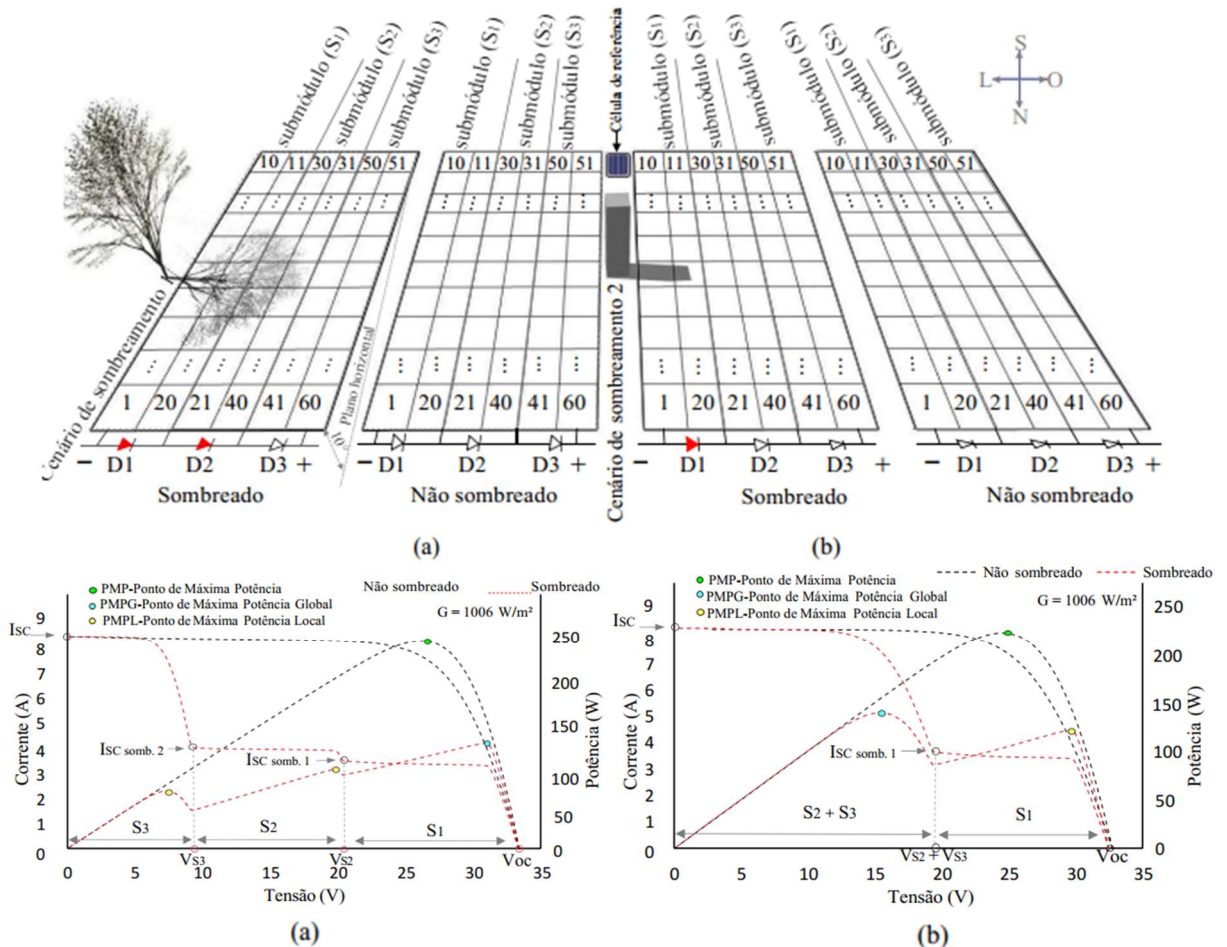
Fonte: RODRIGUES (2022).

Em situações de sombreamento, a célula sombreada pode atuar como uma carga para as demais e isso pode causar, em última instância, os chamados pontos quentes (*hot spots*) por conta da dissipação de energia em  $R_s$  (resistência série) e  $R_p$  (resistência paralelo) podendo danificar permanentemente a célula, e conseqüentemente, o módulo (DALIENTO *et al.*, 2016; LEOPOLDINO, 2019).

Os módulos FV possuem em sua constituição diodos de *by-pass* instalado para cada conjunto de células em série, onde Rodrigues (2022) define como submódulos, e apresenta um resultado experimental onde é possível observar a atuação do diodo em condições de sombreamento parcial. Para exemplificar essa breve visão geral de como o sombreamento parcial pode afetar a curva I-V de um módulo FV, Rodrigues (2022) apresenta resultados experimentais produzidos com quatro módulos FV em diferentes cenários de sombreamento.

Dois cenários de sombreamento foram produzidos, sempre com dois módulos medidos simultaneamente, utilizando o módulo KD250GH-4FB2 (três diodos *by-pass*). No cenário 1, a sombra que atinge os submódulos 1 e 2, é gerada pelos galhos de uma árvore, enquanto o terceiro submódulos não foi sombreado. O cenário 2 consiste em um sombreamento parcial que atinge o submódulo 1 feito com um poste, enquanto os submódulos 2 e 3 não são sombreados. A Figura 1.12(“a” e “b”) ilustra os dois cenários descritos, e com um módulo não sombreado em cada cenário sendo utilizado como referência, e as curvas I-V e P-V para cada cenário.

Figura 1.12 – Cenários de sombreamento parcial: (a) Sombreamento parcial de galhos de uma árvore (atinge os submódulos 1 e 2) e (b) Sombreamento parcial de um poste (atinge o submódulo 1), com suas respectivas curvas I-V e P-V.



Fonte: Adaptado de Rodrigues (2022).

As curvas I-V (Figura 1.12) apresentam o efeito do sombreamento. O módulo FV operando sem sombra tem um único PMP. Em condições de sombreamento parcial, há múltiplos PMPL (Pontos de máxima potência Local). Existe um único PMPG (Ponto de máxima potência global) devido ao estado dos diodos de *by-pass* em relação ao padrão de sombreamento. Ou seja, o comportamento das curvas experimentais difere de acordo com a configuração do sombreamento (sombreamento feito com galho das árvores e sombreamento parcial pelo poste) (RODRIGUES, 2022).

Quando um GFV é submetido a uma situação de sombreamento parcial, a curva P-V apresenta picos, isso pode levar os métodos convencionais de SPMP a “cair” em PMPL e ficar “preso”. A eficiência do sistema dependerá do ponto em que o algoritmo SPMP fará o inversor operar, onde alguns métodos tendem a convergir para um ponto da curva P-V que não necessariamente é o PMPG, que dependendo da intensidade do sombreamento, resultando em baixa eficiência do sistema (MELLIT *et al.*, 2014; CHEN *et al.*, 2016; SAID *et al.*, 2017).

Em Rodrigues (2022), o pesquisador dedica uma seção de sua pesquisa a um levantamento bibliográfico relacionado a sombreamento em GFV, identificando que o principal desafio é desenvolver novas metodologias para estimar, com precisão, os valores de irradiância e perda de produção, nas áreas afetadas pelo sombreamento parcial, a partir de um modelo menos complexo, aplicável a qualquer situação de sombreamento parcial.

Ainda em Rodrigues (2022) o pesquisador aprofunda suas análises e desenvolve um método para mapear a irradiância na área parcialmente sombreada do GFV, com auxílio da curva I-V ou do tratamento de imagens fotográficas (processamento da “homogeneização”). Desenvolvendo então, um modelo empírico para calcular a perda de potência do GFV em condições de sombreamento.

No presente trabalho apresentam-se resultados operacionais de dois SFCR que operam em condições de sombreamento parcial desde o início de sua instalação, entretanto, por não ser o objetivo do trabalho, não se aprofundam as análises com o objetivo de avaliar as perdas decorrentes do sombreamento, e sim apresentam-se os resultados, através de figuras de mérito, dos resultados de desempenho das referidas plantas, e em uma delas avalia-se a contribuição energética do SFCR no consumo da edificação.

## 2 INDÍCES DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os índices de avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos tornam possível a identificação de perdas e a comparação de sistemas com diferentes configurações e localizações. Além disso, valores típicos dessas figuras de mérito, obtidas de sistemas reais em operação, podem ajudar nas etapas de pré-dimensionamento e no entendimento da evolução dos diversos equipamentos empregados para compor os sistemas ao longo dos anos de operação (RODRIGUES, 2018).

Estas figuras de mérito permitem analisar o funcionamento de um SFCR com base em seus balanços energéticos (Zilles *et al.*, 2012). Com estes parâmetros é possível avaliar a qualidade, identificar necessidades futuras de ampliação e definir expectativas de retorno financeiro atribuído ao sistema. Além disso, a correta análise desses parâmetros permite a detecção de problemas operacionais, permite validar modelos para estimar desempenho durante a fase de projeto e a obtenção de uma estimativa pós- instalação mais exata da produção de energia (ALMEIDA, 2012).

Portanto, a utilização desses parâmetros em todo o mercado fotovoltaico ajuda os investidores na avaliação de propostas e tecnologias, dando-lhes maior confiança para obter e manter sistemas confiáveis e de alta qualidade. Métodos de avaliação e classificação padrão também ajudam a definir as expectativas para o desempenho, gerando maior credibilidade e consequente crescimento para a indústria fotovoltaica (ALMEIDA, 2012).

A produtividade final e o desempenho global são índices amplamente utilizados e definem o desempenho geral de uma planta FV levando em consideração a produção de energia, o tamanho do sistema, o recurso solar e o efeito global das perdas inerentes ao sistema.

### 2.1 Produtividade de Referência ( $Y_R$ )

Corresponde à relação entre a irradiação no plano do gerador FV, expressa em kWh/m<sup>2</sup>, e a irradiância de referência em W/m<sup>2</sup> (1.000 W/m<sup>2</sup>). Nota-se que a produtividade representa o recurso solar disponível no local onde se encontra o gerador FV, representado o número de horas que o sistema funcionaria na condição de irradiância de referência ( $G_{ref}$ ). (Rodrigues, 2017). A produtividade de referência é calculada pela Equação 2.1.

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{t,\beta} dt}{G_{ref}} \left[ \frac{kWh/m^2}{kW/m^2} \right] ou [h] \quad (2.1)$$

## 2.2 Produtividade do Arranjo ( $Y_A$ )

A produtividade do arranjo FV ( $Y_A$ ) é a energia c.c. ( $E_{c.c.}$ ) normalizada em função da potência nominal. A  $E_{c.c.}$  é a energia entregue ao inversor, obtida da integração da potência FV ( $P_{FV}$ ) em relação ao tempo. A  $Y_A$  é calculada através da Equação 2.2 e sua unidade é expressa em kWh/kWp, ou simplesmente em horas (RODRIGUES, 2017).

$$Y_A = \frac{E_{c.c.}}{P_{FV}^0} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{P_{FV}^0} \left[ \frac{kWh}{kWp} \right] \text{ ou } [h] \quad (2.2)$$

## 2.3 Perdas por Captura ( $L_C$ )

As perdas por captura são perdas globais, associadas ao sombreamento, associações entre os módulos fotovoltaicos (dispersão de parâmetros entre módulos FV), cabeamento, sujidade etc. Essas perdas incluem todas as perdas do sistema de geração de energia desde a captação da irradiação incidente no plano do gerador FV até a entrada do inversor. As perdas por captura geralmente são calculadas em termos de porcentagem de  $Y_R$ , sendo calculada de acordo com a Equação 2.3 (MACÊDO, 2006; RODRIGUES, 2017).

$$L_C = 100 \times \frac{(Y_R - Y_A)}{Y_R} \text{ ou } (\%) \quad (2.3)$$

## 2.4 Produtividade Final do Sistema ( $Y_F$ )

A produtividade final do sistema ( $Y_F$ ) (do inglês *Final Yield*) relaciona a energia elétrica injetada no ponto de conexão com a rede elétrica local ( $E_{Rede}$ ) com a potência nominal (de catálogo ou medida na STC) do gerador FV ( $P_{FV}^0$ ), tal como descreve a Equação 2.4. A Potência de saída ( $P_{Saída}$ ) é a potência instantânea injetada no barramento c.a..

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{Rede}}{P_{FV}^0} \left[ \frac{kWh}{kWp} \right] \text{ ou } [h] \quad (2.4)$$

A  $Y_F$  representa o número de horas que o sistema precisa operar na potência nominal para fornecer uma quantidade  $E_{Rede}$  de energia no barramento c.a., podendo ser a unidade em h ou em kWh/kWp. Tal como enfatizado em Lorenzo (1994) *apud* Zilles *et al.* (2012), em um sistema totalmente livre de perdas, cujo gerador operasse sempre com as células à temperatura de 25 °C e no ponto de máxima potência, o valor de  $Y_F$  coincidiria numericamente com o valor médio da energia solar incidente sobre o gerador FV no intervalo de tempo  $\Delta t = t_2 - t_1$ , em kWh/m<sup>2</sup>.

Através desse índice de desempenho é possível realizar a comparação de sistemas que possuem geradores de diferentes tamanhos, uma vez que  $Y_F$  normaliza a energia injetada na rede em relação à potência nominal do gerador FV. Possui grande dependência da disponibilidade do recurso solar, por isso não é possível utilizar essa figura de mérito para comparar sistemas em diferentes regiões e orientações (TELES, 2017).

A produtividade final é um bom indicador para acompanhar a performance de sistemas FV que se encontram instalados próximos um dos outros e que possuam a mesma ou diferente estrutura de montagem. Caso não haja a possibilidade de medição da irradiância no plano do gerador FV, devido à ausência de um equipamento de medição (por exemplo, piranômetro) ou armazenamento (*Datalogger*), ou os dados obtidos do sensor estejam incorretos,  $Y_F$ , pode ser o mais adequado indicador a ser utilizado para avaliar o desempenho do sistema FV. Tipicamente, os períodos de monitoração dos valores de  $Y_F$  são iguais ou superiores a um dia, por exemplo, diário, mensal e anual de  $Y_F$  são bastantes comuns (TELES, 2017).

## 2.5 Eficiência de Conversão Fotovoltaica Média ( $\eta_{FV}$ )

A eficiência de conversão fotovoltaica média ( $\eta_{FV}$ ), dada em porcentagem, é definida pela razão entre a energia entregue pelo gerador fotovoltaico ( $E_{c.c.}$ ) e a irradiação total incidente no plano do gerador FV (integral de  $G_{t,\beta}$ ) multiplicado pela sua área útil para conversão da luz em eletricidade ( $A_{GFV}$ ), tal como indica a Equação 2.5 (RODRIGUES, 2017).

$$\eta_{FV} = \left( \frac{E_{c.c.}}{G_{t,\beta} \times A_{GFV}} \right) \times 100 \quad (2.5)$$

## 2.6 Eficiência de Seguimento de Ponto de Máxima Potência ( $\eta_{SPMP}$ )

Outro parâmetro utilizado para avaliação do desempenho do gerador FV é a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência ( $\eta_{SPMP}$ ), definida pela razão entre a energia obtida pelo inversor de um dado SFCR e a energia c.c. que poderia ser obtida desse mesmo gerador se o inversor fosse munido de um seguimento do ponto de máxima potência ideal, como mostra a Equação 2.6. (RODRIGUES, 2017). Trata-se de uma das figuras de mérito mais difíceis de se avaliar, tendo em vista que a instrumentação utilizada necessita de uma elevada exatidão, uma vez que seus valores podem superar 99%.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (2.6)$$

## 2.7 Rendimento Global ( $PR$ )

O rendimento global (do inglês *Performance Ratio* -  $PR$ ) é um valor adimensional, que mostra o efeito total de perdas e falhas em um sistema fotovoltaico, indicando o quanto sua operação se aproxima da ideal ( $PR = 1$ ). Esta figura de mérito permite comparar sistemas independentemente da localização geográfica, posicionamento do gerador FV e potência nominal, pois normaliza a produtividade final em relação a irradiação e é dado pela Equação 2.7 (ALMEIDA, 2012).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.7)$$

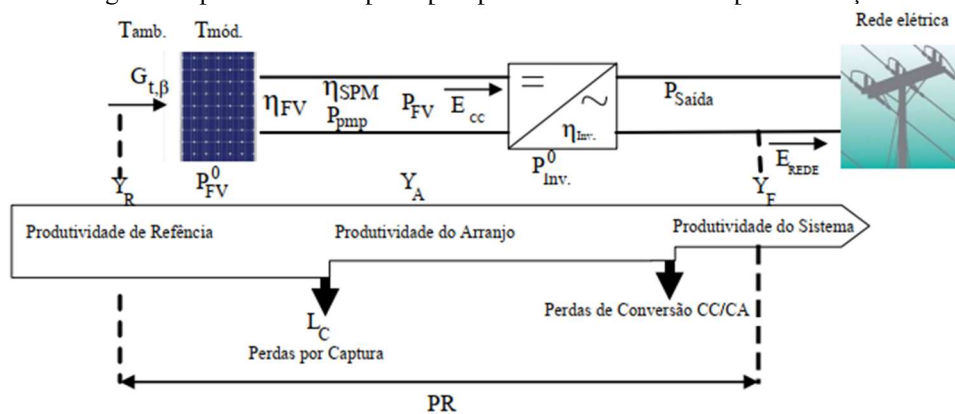
O rendimento global não representa a quantidade de energia produzida, porque um sistema fotovoltaico com um rendimento global baixo em um local com abundância de recurso solar pode produzir mais energia do que um sistema com um alto rendimento global em um local com pouco recurso solar. Entretanto, para um determinado sistema, se uma mudança nos componentes ou no projeto eleva o desempenho global, ocorre também um aumento na produtividade final (ALMEIDA, 2012).

O rendimento global é útil para determinar se um sistema fotovoltaico está funcionando conforme o esperado e para identificar a ocorrência de problemas devido à má operação do inversor, problemas nas conexões dentro das caixas de junção dos módulos, falhas nos diodos, seguidores inoperantes, sombreamento, sujeira, degradação do sistema em longo prazo, entre outros problemas. Grandes reduções no rendimento global indicam eventos que impactam significativamente no desempenho, tais como inversores inoperantes. As reduções pequenas ou moderadas indicam que um problema menos grave existe.

Gonzalez e Martins (2021), ressaltam a importância da  $PR$ , pois é útil para medir a taxa de desempenho ao longo da operação do sistema, e isso pode ajudar a identificar as causas das perdas de rendimento no caso de uma deterioração, por exemplo.

A Figura 2.1 ilustra os principais parâmetros de interesse quando se avalia um SFCR dentre os quais se destacam: a temperatura na parte posterior do módulo FV; a irradiância no plano do gerador ( $G_{t,\beta}$ ); a potência entregue ao inversor ( $P_{FV}$ ); a potência calculada para o ponto de máxima potência do gerador FV ( $P_{mp}$ ); a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência ( $\eta_{SPMP}$ ); a eficiência do arranjo FV ( $\eta_{FV}$ ); a produtividade do arranjo FV ( $Y_A$ ); a perda por captura ( $L_C$ ); a produtividade final do SFCR ( $Y_F$ ) e o desempenho global ( $PR$ ).

Figura 2.1 – Diagrama representando os principais parâmetros de interesse para avaliação de um SFCR.



Fonte: RODRIGUES, 2017.



### 3 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AVALIADOS COMO ESTUDO DE CASOS

#### 3.1 Sistema 1 – Microgeração - 53, 46 kWp – Comercial

O SFCR, enquadrado como microgeração, modalidade autoconsumo remoto, se encontra instalado em uma edificação comercial no município de Belém/PA, Lat.: 1°23'50,68"S e Long.: 48°27'13,01"O. O sistema é composto por três arranjos FV de 17,82 kWp de módulo associados a três inversores de 15 kW. O módulo FV que constitui os arranjos fotovoltaicos possui potência nominal de 330 Wp (fabricante *Canadian Solar*), policristalino, 72 células, na Tabela 3.1 apresentam-se as características técnicas do referido módulo. Cada arranjo (“A,” “B” e “C”) é formado por 3 fileiras/*strings*/séries de 18 módulos em série associados em paralelo e conectados a cada inversor. A Figura 3.1 apresenta o gerador fotovoltaico instalado sobre o telhado da edificação.

Tabela 3.1 – Especificações técnicas do módulo FV – Sistema 1 e 3.

Características Técnicas no Módulo FV	CS6U-330P
Potência máxima (Pmp)	330 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	37,2 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,88 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,6 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,45 A
Eficiência do módulo ( $\eta$ )	16,97 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

Figura 3.1 – Gerador fotovoltaico instalado no telhado da edificação. Sistema 1.



Fonte: Autor.

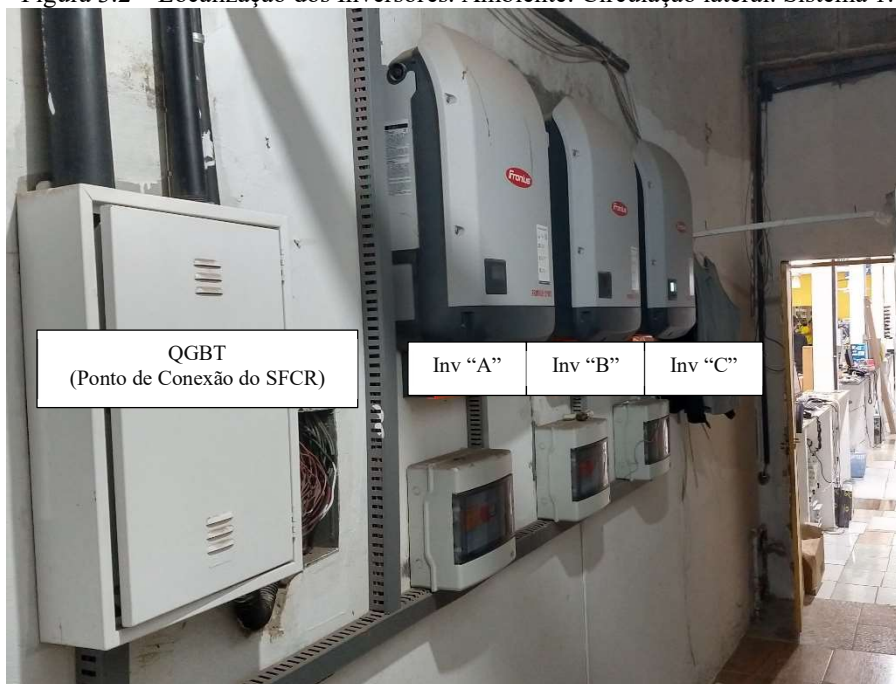
Os inversores (“A”, “B” e “C”) do SFCR possuem potência nominal de 15 kW/ 15 kVA (cada), fabricante Fronius, serie SYMO Brasil, modelo 15.0-3 208/240, topologia central (1 MPPT), trifásico ~220 V, frequência 60 Hz. A Tabela 3.2 apresenta suas principais características técnicas e na Figura 3.2 estão mostrados os inversores instalados em campo.

Tabela 3.2 – Especificações Técnicas do Inversor – Sistema 1.

Características técnicas do Inversor	SYMO 15.0-3 208/240
Potência Máxima c.c.	15.500 W
Máxima Tensão c.c.	1.000 V
Faixa de Tensão MPPT	350 – 800 V
Nº de MPPTs	1
Corrente Máxima c.c.	50 A
Potência Máxima c.a. (~208 V)	15.000 W
Tensão de operação c.a.	208 – 220 V
Frequência	60 Hz
Máxima Eficiência	96,5 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

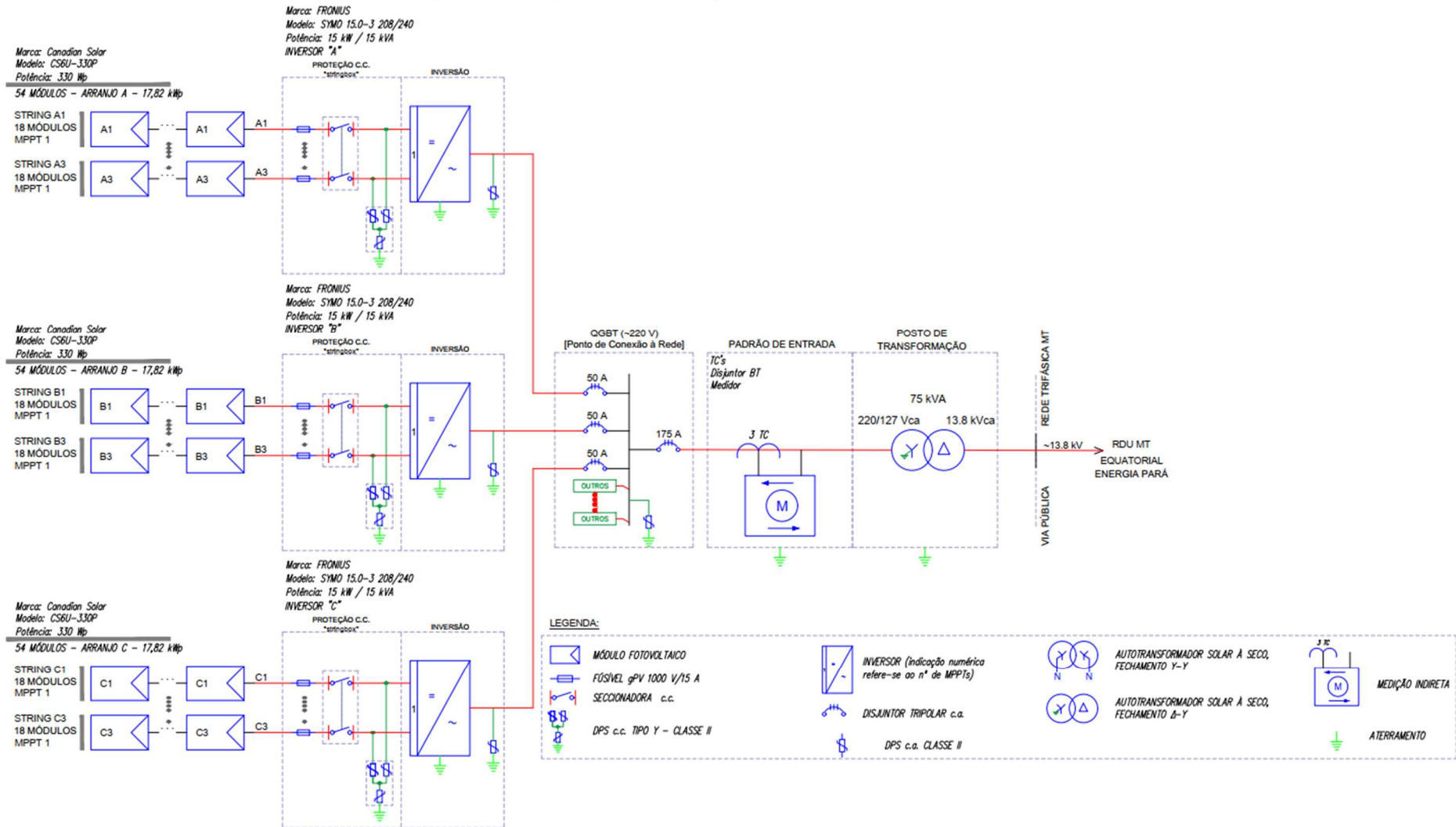
Figura 3.2 – Localização dos Inversores. Ambiente: Circulação lateral. Sistema 1.



Fonte: Autor.

A Figura 3.3 ilustra o diagrama unifilar simplificado do SFCR instalado, com ponto de conexão sendo realizado no QGBT (Quadro Geral de Baixa Tensão) da edificação. Na Figura 3.4 apresenta-se o *layout* dos módulos instalados no telhado com indicação do desvio azimutal referente à cada água de telhado utilizada (três no total). Ainda na Figura 3.4, a identificação de cada arranjo é realizada através das cores (tons por série) e as séries fotovoltaicas com identificação numérica.

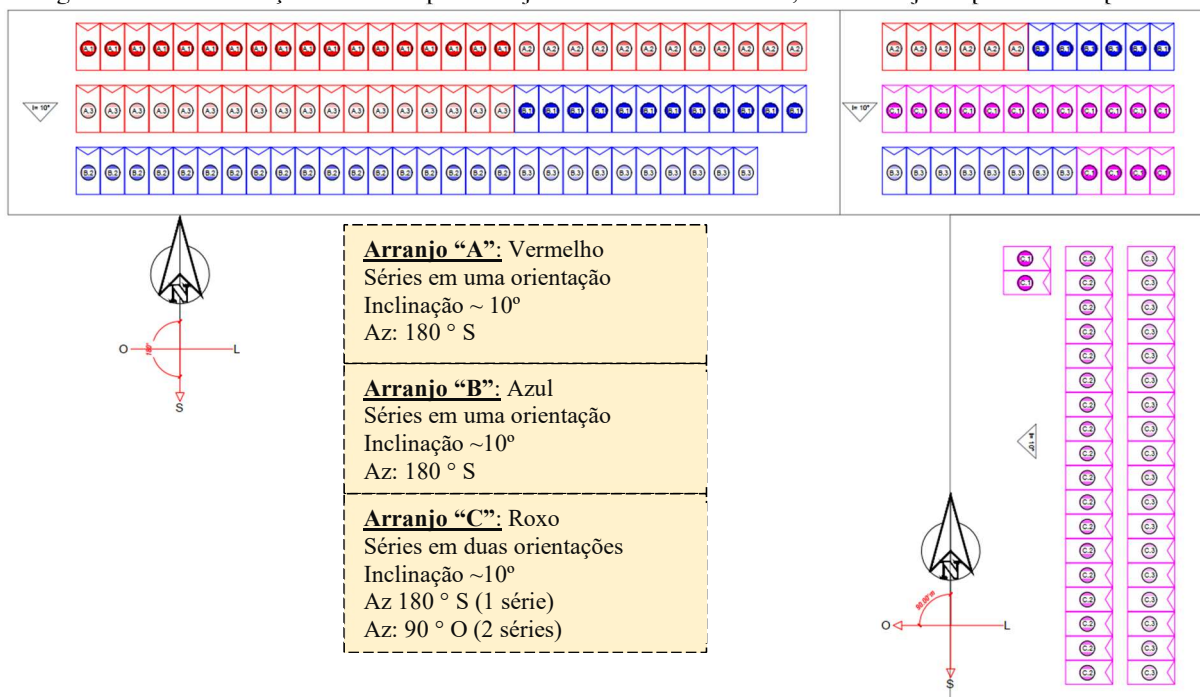
Figura 3.3 – Diagrama Unifilar simplificado do SFCR instalado - Sistema 1.



Fonte: Adaptado do projeto executivo.



Figura 3.4 – Identificação das séries por arranjo instalado no Sistema 1, com arranjos representados por cor.



Fonte: Autor.

A partir do *layout* (Figura 3.4) é possível observar que o arranjo “A” e “B” possuem a mesma orientação, desvio azimutal (Az) aprox. 180° S, enquanto o arranjo “C” possui duas orientações, com 16 módulos da série 3.1 Az: 180° S, e dois módulos com Az: 90° O, todas as séries a uma inclinação de aproximadamente 10°.

### 3.2 Sistema 2 – Minigeração - 133, 32 kWp – Industrial

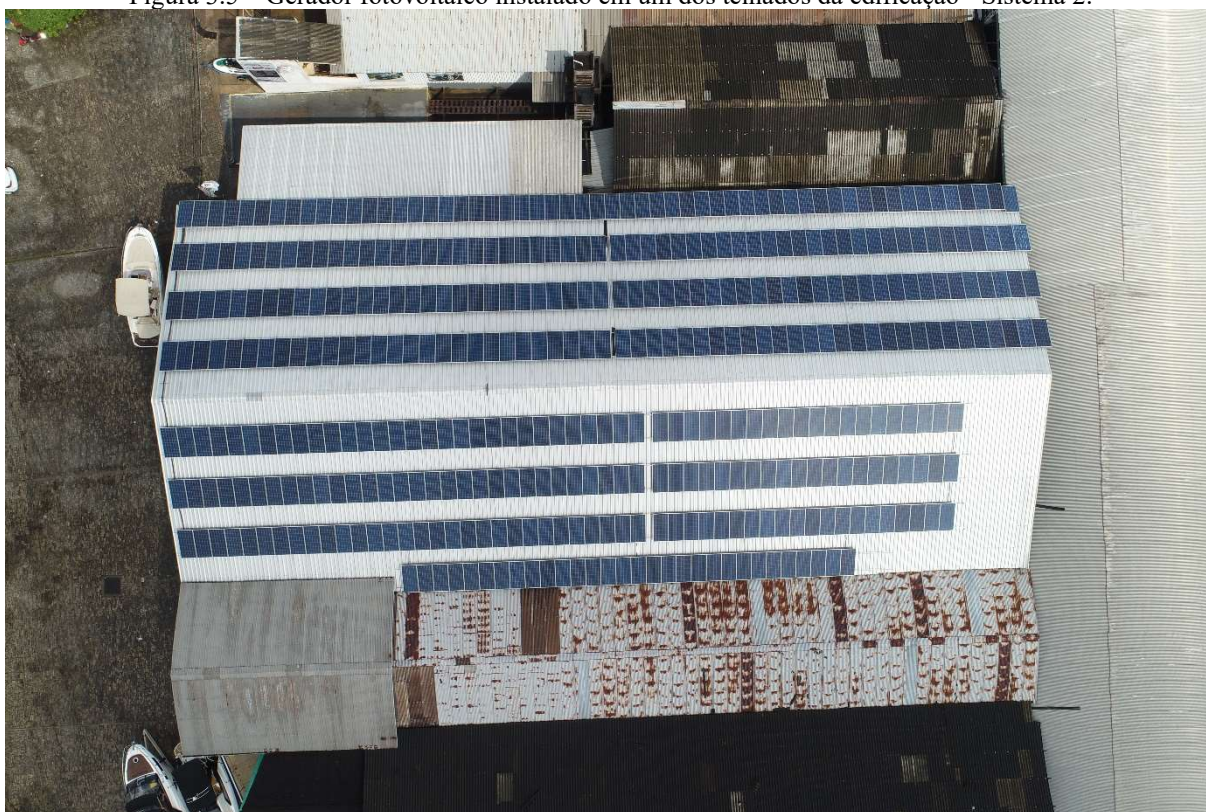
O SFCR, enquadrado como minigeração, modalidade individual, se encontra instalado em uma edificação industrial no município de Belém/PA, Lat.: 1°28'40,51"S e Long.: 48°27'35,91"O. É composto por quatro arranjos FV, sendo dois arranjos de 29,70 kWp (“A” e “B”) de módulos associados a dois inversores de 25 kW e outros dois arranjos de 36,96 kWp (“C” e “D”) de módulos associados a dois inversores de 30 kW. O módulo FV que constitui os arranjos fotovoltaicos possui potência nominal de 330 Wp (fabricante *Amerisolar*), policristalino, 72 células, na Tabela 3.3 apresentam-se as características técnicas do referido módulo. Os arranjos “A” e “B” são formados por 6 fileiras/*strings* de 15 módulos, com três séries associados em paralelo e conectados a cada entrada MPPT dos inversores de 25 kW. Já os arranjos “C” e “D” são formados por 8 fileiras de 14 módulos, com quatro séries associadas em paralelo e conectadas a cada entrada MPPT dos inversores de 30 kW. A Figura 3.5 apresenta o gerador fotovoltaico instalado sobre um dos telhados da propriedade.

Tabela 3.3 – Especificações técnicas do módulo FV - Sistema 2.

Características Técnicas do Módulo	AS-6P-330W
Potência máxima (Pmp)	330 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	37,3 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,85 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,9 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,26 A
Eficiência do módulo ( $\eta$ )	17,01 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

Figura 3.5 – Gerador fotovoltaico instalado em um dos telhados da edificação - Sistema 2.



Fonte: Autor.

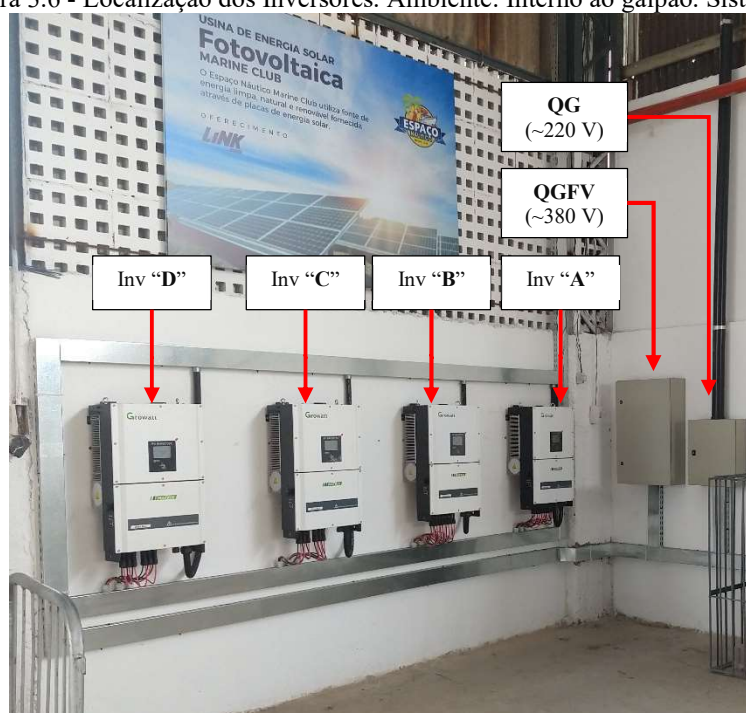
Os inversores (“A” e “B”) do sistema possuem potência nominal de 25 kW/ 27,7kVA (cada) e os inversores (“C” e “D”) possuem potência nominal de 30 kW / 33,3 kVA, fabricante Growatt, serie TL3-S, modelos 25000TL3-S e 30000TL3-S, topologia *string* (2 MPPT), trifásico ~380 V, frequência 60 Hz. A Tabela 3.4 apresenta suas principais características técnicas e na Figura 3.6 apresenta-se os inversores instalados em campo.

Tabela 3.4 – Especificações Técnicas dos Inversores - Sistema 2.

Características técnicas do Inversor	Growatt 25000TL3-S	Growatt 30000TL3-S
Potência máxima c.c.	28.065 W	33.670 W
Máxima Tensão c.c.	1.000 V	1.000 V
Faixa de Tensão MPPT	400 – 800 V	450 – 800 V
Nº de MPPTs	2	2
Corrente Máxima c.c. por MPPT	45 A	34
Potência Máxima c.a.	27.700 VA	33.300 VA
Potência Nominal c.a.	25.000 W	30.000 W
Tensão de operação c.a.	230 – 400 V	230 – 400 V
Frequência	60 Hz	60 Hz
Máxima Eficiência	98,7 %	98,9 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

Figura 3.6 - Localização dos Inversores. Ambiente: Interno ao galpão. Sistema 2.

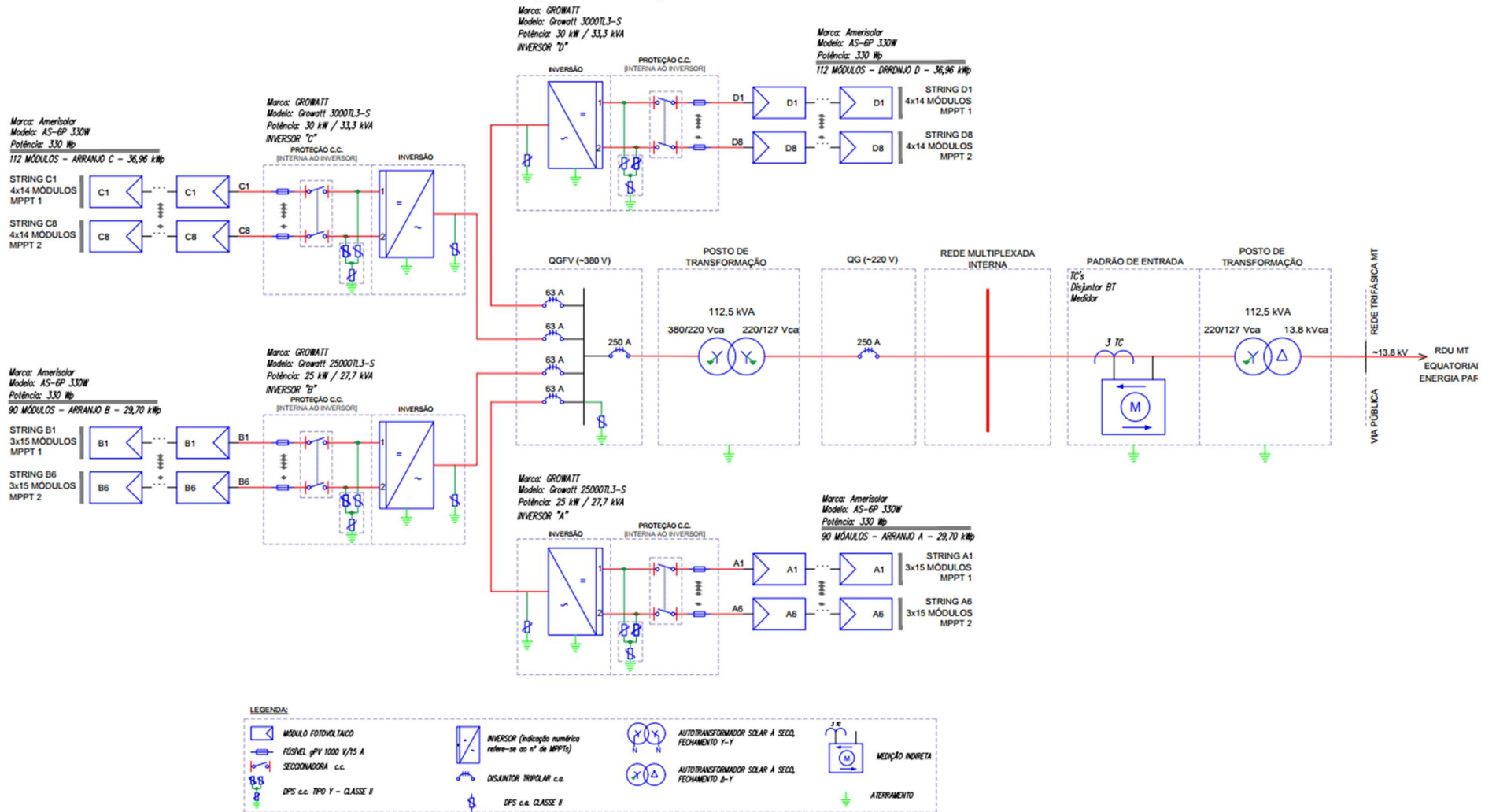


Fonte: Autor.

A Figura 3.7 ilustra o diagrama unifilar simplificado do Sistema 2 instalado. O ponto de conexão do Sistema 2, é realizado na rede de distribuição multiplexada interna a propriedade industrial, a partir de um transformador, à óleo, 112,5 kVA, Y-Y, 380/220 V / 220/127 V, aéreo, para conexão em nível de tensão secundária ~220 V, Figura 3.9. Na Figura 3.8 apresenta-se o *layout* dos módulos instalados no telhado com indicação do desvio azimutal referente à cada água de telhado utilizada (duas no total). Ainda na Figura 3.8, a identificação de cada arranjo é realizada através das cores (tons por série) e as séries fotovoltaicas com identificação numérica.

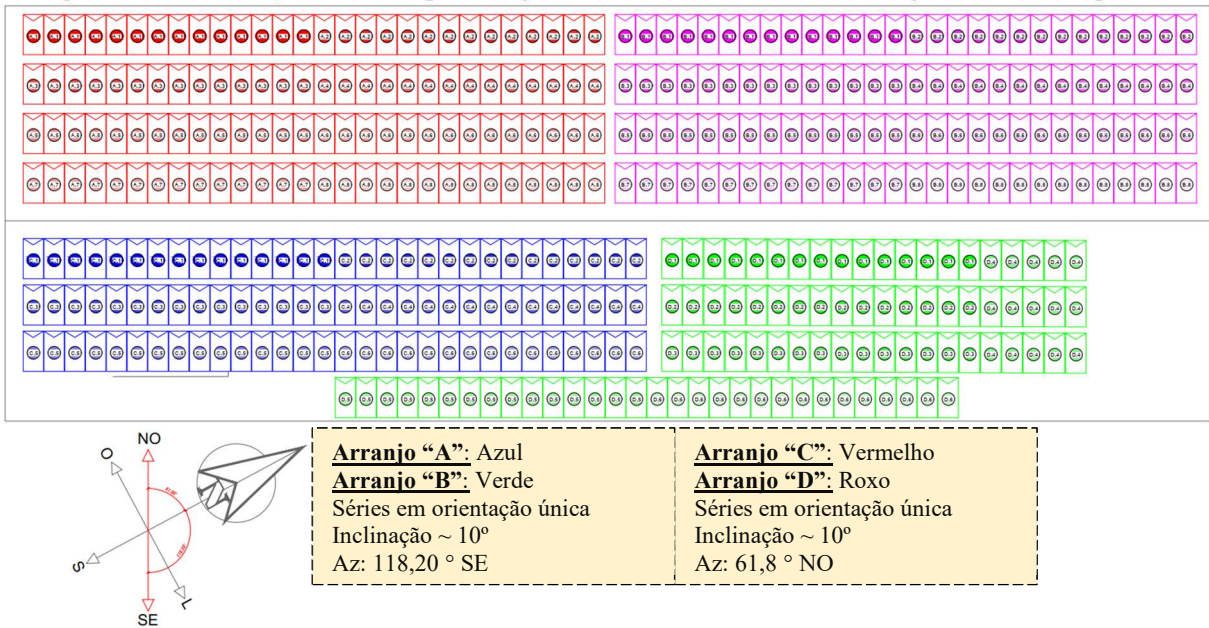


Figura 3.7 – Diagrama Unifilar do SFCR – Sistema 2.



Fonte: Adaptado do projeto executivo.

Figura 3.8 - Identificação das séries por arranjo instalado no Sistema 2, com arranjos identificados por cor.



Fonte: Adaptado do projeto executivo.

A partir do *layout* (Figura 3.8) é possível observar que o arranjo "A" e "B" possuem a mesma orientação, desvio azimutal (Az) aproximadamente 61,8° NO. Os arranjos "C" e "D" também possuem mesma orientação, Az: 118,2° SE, todas as séries a uma inclinação de aproximadamente 10°.

Figura 3.9 – Local de instalação do transformador "rebaixador" para conexão à rede do SFCR, na rede BT multiplexada da unidade consumidora. Sistema 2.



Fonte: Autor.



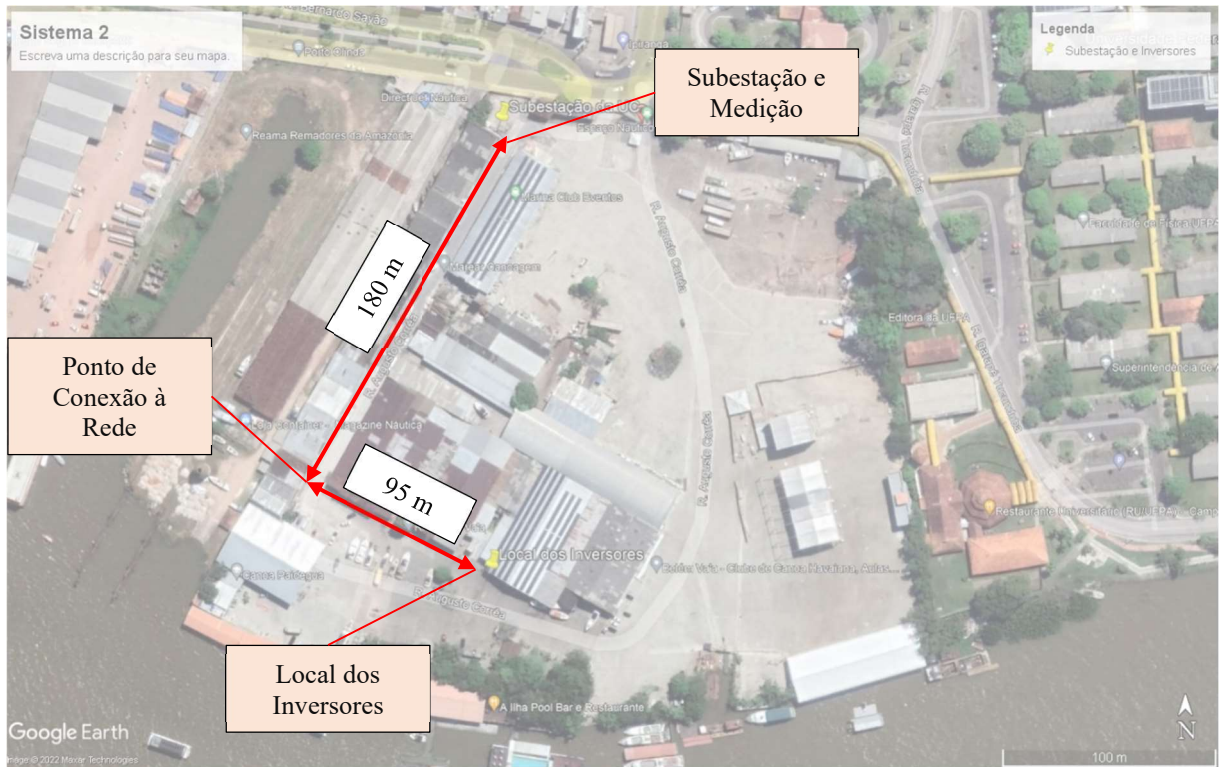
Um registro importante que deve ser mencionado quanto a elaboração de projeto e execução do Sistema 2, está relacionado à localização do transformador “rebaixador” para conexão à rede ~220V (Figura 3.9), que ao final da obra, se encontrava instalado em formato pedestal e sem bacia de contenção de óleo. Em função disso a vistoria foi reprovada pela concessionária Equatorial - Pará sob a justificativa de que transformadores como este, de acordo com a normativa vigente da Distribuidora, deveria ser instalado em padrão aéreo em poste de concreto. Foi então, que a empresa integradora readequou a instalação do transformador em poste e segue dessa forma até o presente momento.

Outro fato importante ocorrido após a ligação e homologação do SFCR, registrado pela empresa integradora, foram sucessivos eventos de “saída dos inversores” com erro de sobretensão nos horários de maior produção. Após investigação em conjunto com a empresa integradora, constatou-se que o ponto de conexão do SFCR estava em um condutor multiplexado da rede interna da propriedade de seção 35 mm<sup>2</sup> distante do transformador a aproximadamente 95 metros.

No *display* do inversor o valor de tensão c.a. registrado para esses momentos eram na faixa de 250 a 260 Vc.a., erro este que foi sanado após a empresa integradora alterar o ponto de conexão para um condutor multiplexado de 70 mm<sup>2</sup> com a utilização de conectores tipo perfurante. Esse erro de sobretensão ocorreu porque os inversores, em sua operação normal, elevavam a tensão para injetar corrente na rede, e somada a queda de tensão nos condutores da rede interna, resultava-se em valores de tensão de conexão fora da faixa de operação do inversor, ocasionando sucessivas “saídas da rede”. A distância total percorrida dos condutores do lado c.a. do SFCR até a subestação e medição da unidade consumidora é de aproximadamente 315 m.

Portanto, considera-se como uma falha de projeto a localização do transformador utilizado para conexão à rede próxima aos inversores, uma vez que efeitos como queda de tensão poderiam ser minimizados se o trecho de condutor do lado ~380V fosse maior, além de ajudar reduzir as perdas no cabeamento durante a produção de eletricidade. A Figura 3.10 resume a localização dos principais pontos da infraestrutura elétrica da Unidade Consumidora em que o Sistema 2 se encontra instalado, além da distância linear entre os pontos. Ressalta-se que a distância de 315 metros indicada anteriormente refere-se ao percurso dos condutores, que é maior do que a distância linear entre os pontos destacados na Figura 3.10, pois consideram-se ainda, subidas e descidas dos condutores nos postes.

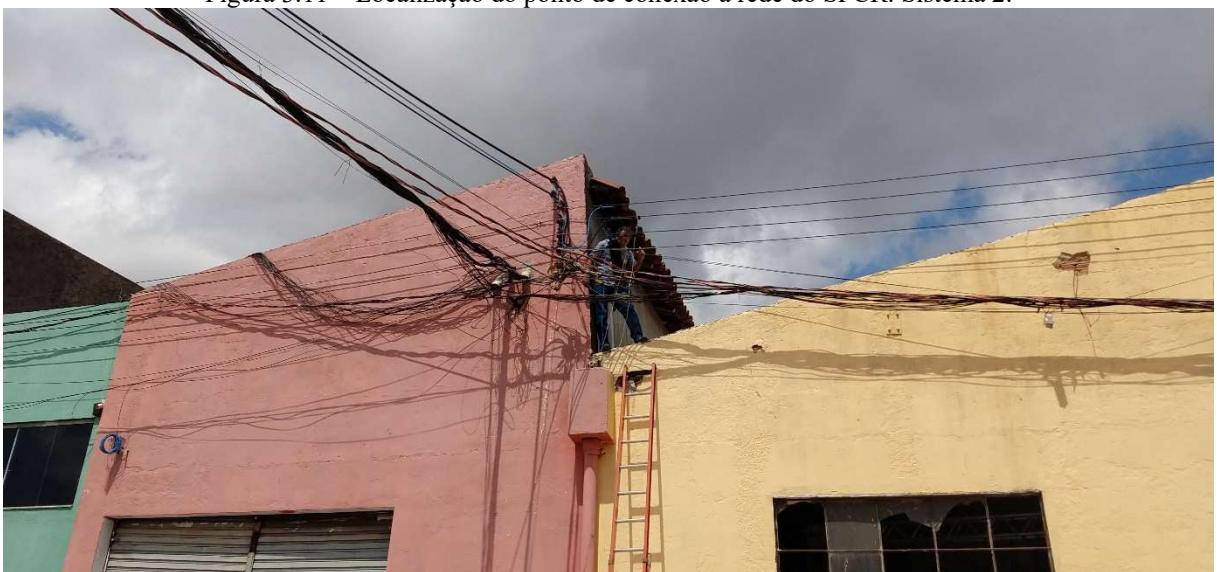
Figura 3.10 – Identificação dos principais pontos da infraestrutura elétrica do Sistema 2, com indicação de distância linear.



Fonte: Adaptado do Google Earth.

A Figura 3.11 ilustra o exato momento em que o instalador da empresa integradora realiza a alteração do ponto de conexão do SFCR à rede elétrica interna da unidade consumidora. Onde é possível perceber a precariedade da infraestrutura elétrica da unidade consumidora, razão pela qual resultou em falhas durante os testes iniciais do Sistema 2, em nov/2019.

Figura 3.11 – Localização do ponto de conexão à rede do SFCR. Sistema 2.



Fonte: Autor.

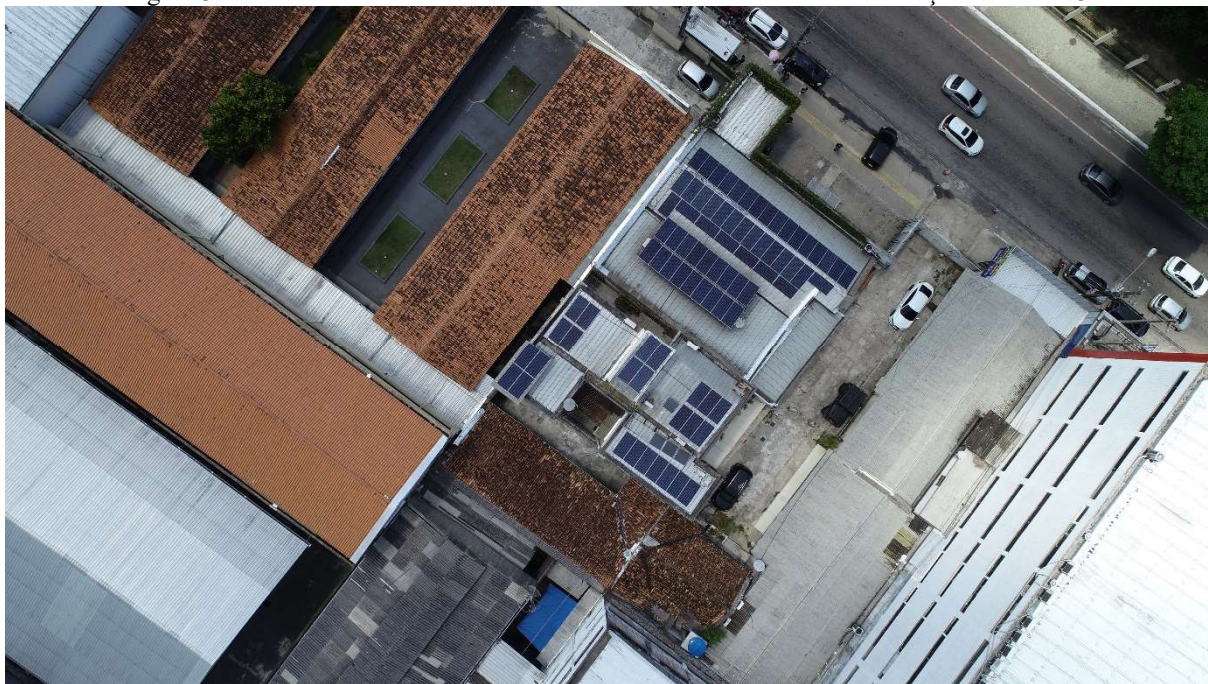
### 3.3 Sistema 3 – Microgeração – 26,4 kWp – Residencial

O SFCR, enquadrado como microgeração, modalidade autoconsumo remoto, se encontra instalado em uma edificação residencial/comercial, onde funciona uma clínica veterinária, e nos fundos a residência do proprietário, no município de Belém/PA, com coordenadas geográficas Lat.: 1°25'57.11"S e Long.: 48°27'27.46"O.

O sistema é composto por um arranjo FV de 26,4 kWp, que será chamado de arranjo “A” para manter o padrão de descrição dos demais sistemas, com módulos associados a um inversor de 20 kW. O módulo FV que constitui o arranjo fotovoltaico possui potência nominal de 330 Wp (fabricante *Canadian Solar*), policristalino, 72 células, apresentado na Tabela 3.1 com as mesmas características técnicas daquele instalado no Sistema 1.

O arranjo é formado por 4 fileiras/*strings* de 20 módulos, com duas séries associadas em paralelo e conectadas a cada entrada MPPT do inversor de 20 kW. A Figura 3.12 apresenta o gerador fotovoltaico instalado sobre o telhado da edificação.

Figura 3.12 - Gerador fotovoltaico instalado em um dos telhados da edificação - Sistema 3.



Fonte: Autor.

O inversor “A” do sistema possui potência nominal de 20 kW/ 22 kVA, fabricante ABB, série TRIO, modelos 20.0-TL-OUTD, topologia *string* (2 MPPT), trifásico ~380 V, frequência 60 Hz. A Figura 3.5 apresenta suas principais características técnicas e na Figura 3.13 apresenta-se o inversor instalado em campo.

O ponto de conexão do Sistema 3, é realizado no QGBT da edificação, a partir de um autotransformador, à seco, 20 kVA, Y-Y, 380/220 V // 220/127 V, para conexão em nível de



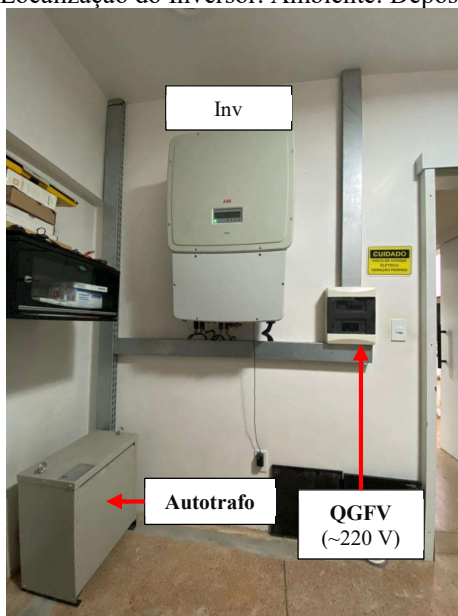
tensão secundária ~220 V, fabricante UNIÃO Transformadores. Na Figura 3.14 apresenta-se o diagrama unifilar do referido sistema.

Tabela 3.5 – Especificações Técnicas dos Inversores - Sistema 3.

Características Técnicas do Inversor	ABB TRIO 20.0 TL - OUTD
Potência máxima c.c.	22.400 W
Máxima Tensão c.c.	1.000 V
Faixa de Tensão MPPT	400 – 800 V
Nº de MPPTs	2
Corrente Máxima c.c. por MPPT	30 A
Potência Máxima c.a.	22.000 W
Potência Nominal c.a.	20.000 W
Tensão de operação c.a.	320 – 400 V
Frequência	60 Hz
Máxima Eficiência	98,2 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

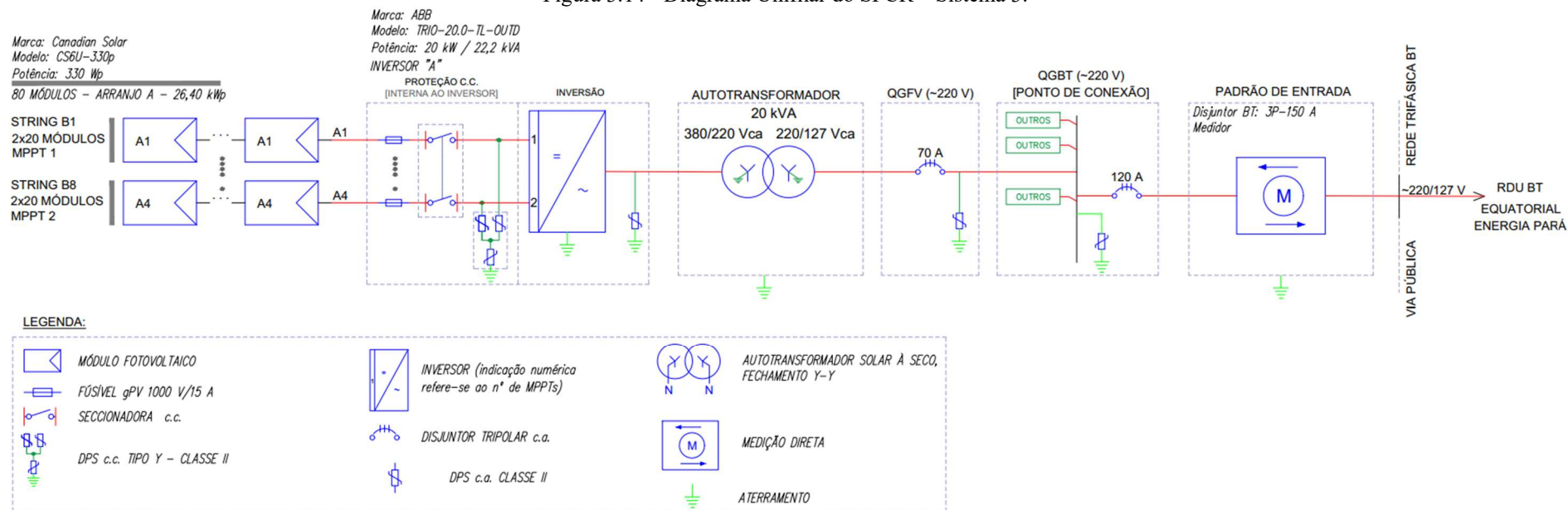
Figura 3.13 - Localização do Inversor. Ambiente: Depósito - Sistema 3.



Fonte: Autor.

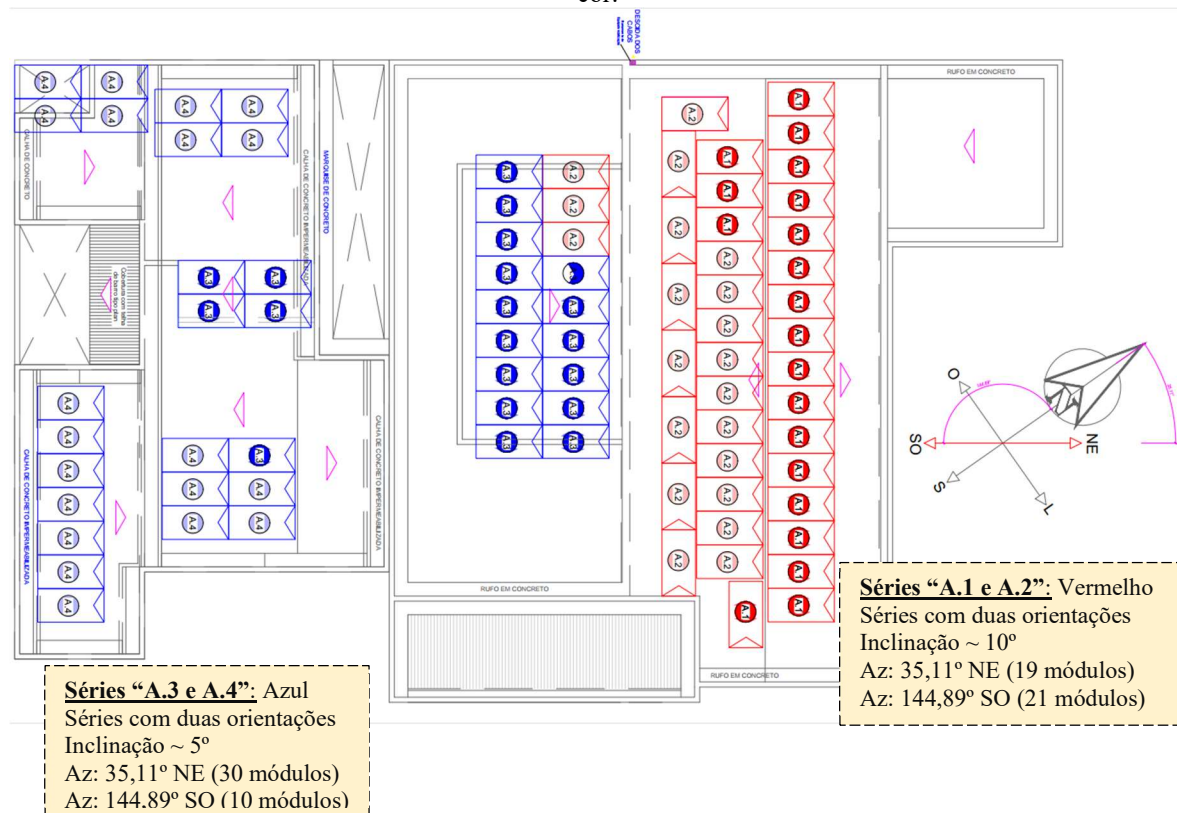
A partir do *layout* (Figura 3.15) é possível observar que o arranjo tem suas séries instaladas em duas orientações, com desvios azimutais (Az) aprox. 35,11° NE e 144,89° SO. As séries possuem inclinação de aproximadamente 5° (“A.3” e “A.4”) e 10° (“A.1” e “A.2”). Como visto na Figura 3.12 e Figura 3.15, o arranjo FV tem seus módulos instalados em várias águas de telhado da edificação, e as séries são identificadas a partir das cores em tons de vermelho (série “A.1” e “A.2”) e tons de azul (série “A.3” e “A.4”).

Figura 3.14 - Diagrama Unifilar do SFCR – Sistema 3.



Fonte: Adaptado do projeto executivo.

Figura 3.15 - Identificação das séries por arranjo instalado no Sistema 3, com séries do arranjo identificados por cor.



Fonte: Autor.

### 3.4 Sistema 4 – Minigeração – 260 kWp – Público

O referido sistema se encontra instalado na edificação pública da Justiça Federal (JFPA) 1ª Vara de Subseção de Santarém/PA, Lat.: 2°26'3,15"S e Long.: 54°42'54,90"O, enquadrado na modalidade autoconsumo remoto, tendo como unidade consumidora beneficiária e participante do sistema de compensação energética o Tribunal da Justiça Federal de 1º grau, com sede em Belém/PA. Esta unidade beneficiária terá seu SFCR nomeado neste trabalho de Sistema 5.

O Sistema 4 é composto por 4 arranjos fotovoltaicos ("A", "B", "C" e "D"). Cada arranjo é formado por 10 fileiras/*strings* de 20 módulos em série associadas em paralelo para cada inversor, sendo um total de 4 inversores ("A", "B", "C" e "D"), e um autotransformador para conexão à rede no nível de tensão secundário da edificação. Portanto, uma potência total de módulos 260 kWp

O Módulo fotovoltaico utilizado segue as características do modelo CS3U – 325P do fabricante *Canadian Solar* de 325 Wp, o qual possui 72 células de silício policristalino, totalizando 260 kWp instalados (800 módulos). A Tabela 3.6 apresenta especificações técnicas do módulo FV. Na Figura 3.16 ("a" e "b") apresenta-se o gerador fotovoltaico instalado sobre



a edificação. Na Figura 3.17 apresentam-se detalhes do *layout* do gerador fotovoltaico indicando a quantidade de módulos por agrupamentos dispostos sobre o telhado.

Tabela 3.6 – Especificações técnicas do módulo FV – Sistema 4 e 5.

Características Técnicas do Módulo	CS6U-325P
Potência máxima (Pmp)	325 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	37,0 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,78 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,5 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,34 A
Eficiência do módulo ( $\eta$ )	16,72 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

Figura 3.16 - Gerador fotovoltaico instalado no telhado da edificação – Sistema 4.



Fonte: Autor.

Figura 3.17 – Detalhes do *layout* do gerador fotovoltaico instalado sobre a edificação – Sistema 4.



Fonte: Autor.

Os inversores instalados no SFCR são do modelo SG60KTL, fabricante SUNGROW, com potência nominal 60 kW / 66 kVA, topologia central, ou seja, um MPPT, e tensão nominal de 380/440 Vc.a.. A Tabela 3.7 apresenta suas principais características, com informações

obtidas da folha de dados do fabricante. A Figura 3.18 “a” apresenta os inversores instalados em ambiente externo a edificação, e na Figura 3.18 “b” o autotransformador 260 kVA, Y-Y, à seco, 380/220 V / 220/127 V, fabricante UNIÃO Transformadores, utilizado para conexão à rede de todos os inversores no nível de tensão secundário 220 V do quadro QGBT do prédio.

Tabela 3.7 – Especificações Técnicas do Inversor – Sistema 4.

Características técnicas do Inversor	SG60KTL
Potência máxima c.c.	67.500 W
Máxima Tensão c.c.	1.000 V
Faixa de Tensão MPPT	570 – 850 V
Nº de MPPTs	1
Corrente Máxima c.c.	140 A
Potência Máxima c.a.	66.000 W
Tensão de operação c.a.	310 – 480 V
Frequência	50/60 Hz
Máxima Eficiência	98,9 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.

Figura 3.18 – (a) Localização dos inversores, (b) autotransformador para conexão à rede. Ambiente Externo: área de circulação - Sistema 4.

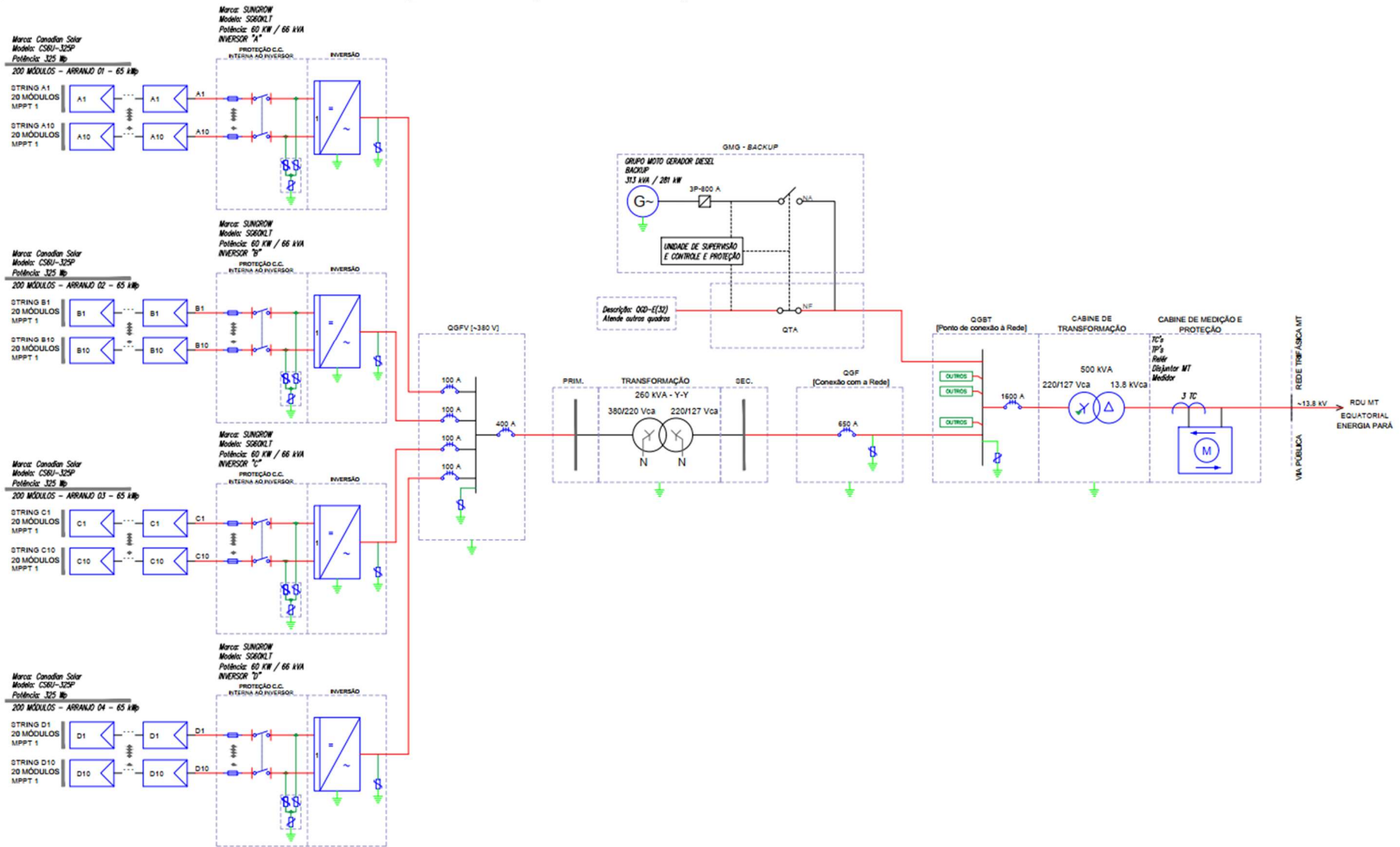


Fonte: Autor.

A Figura 3.20 apresenta as orientações azimutais das águas do telhado da edificação, onde as *strings* dos arranjos FV seguem o mesmo desvio azimute, nela ainda é possível observar através das diferentes cores os arranjos FV conforme a última atualização *as built* (em português, como construído) do projeto executivo. Portanto, quatro águas de telhado com duas orientações diferentes.

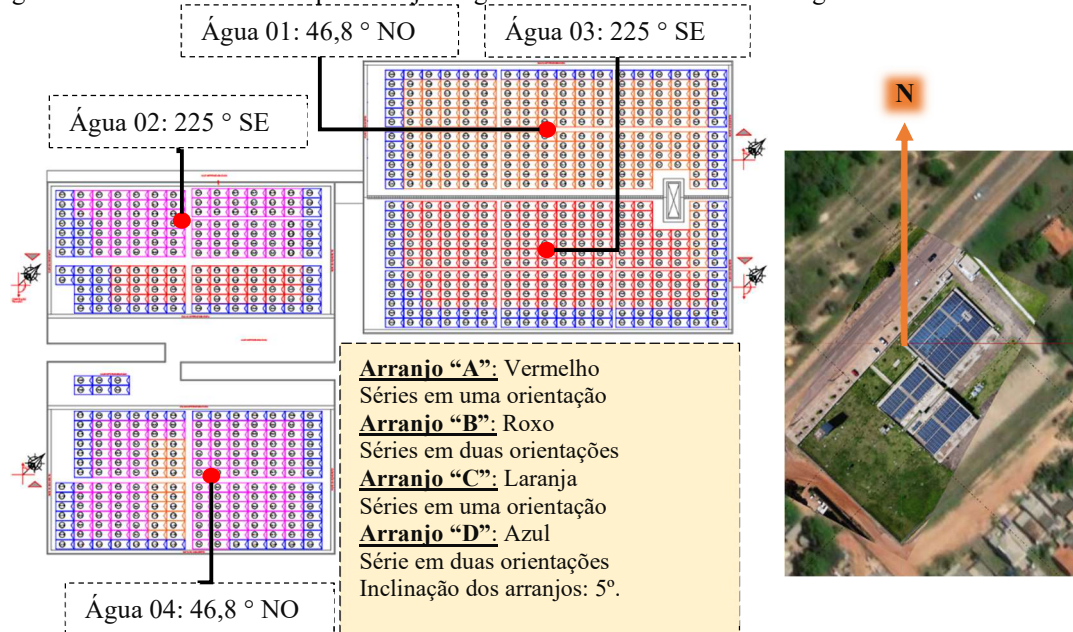


Figura 3.19 – Diagrama unifilar simplificado do SFCR instalado – Sistema 4.



Fonte: Adaptado do Projeto Executivo.

Figura 3.20 - Desvio azimutal por arranjo do gerador FV instalado em cada água de telhado – Sistema 4.



Conforme observa-se na Figura 3.20, a seta em tom alaranjado indica a referência do norte geográfico, ilustrada para auxiliar na interpretação dos desvios azimutais das séries de cada arranjo a partir do *layout as built* do projeto executivo. Embora a imagem não possua boa resolução, dentro da simbologia dos módulos há indicações circulares: “A.1”, “B.1”, “C.1”, “D.1”, onde o primeiro algarismo representa o arranjo e o segundo algarismo a sua respectiva série, mantendo-se o padrão das indicações dos demais sistemas apresentados neste trabalho.

A partir da Figura 3.20 é possível observar que todos os arranjos possuem séries instaladas em mais de uma água de telhado da edificação. Portanto, somente os arranjos “A” e “C” com todas as séries (total de dez por inversor) tiveram seus módulos orientados para a mesma direção/ desvio azimutal.

As inclinações dos telhados são aquelas informadas no projeto executivo, sendo 5°. Na Figura 3.21 é destacado em vermelho seis módulos FV da série “A.8” instalados em estrutura para laje com a mesma orientação do telhado 03. Segundo informações da equipe técnica da edificação essa alternativa de instalação teve como objetivo evitar perdas por sombreamento parcial projetado pela platibanda da edificação. A inclinação destes módulos é desconhecida, estima-se que estejam a uma inclinação de 10°, por se tratar de uma solução de estrutura comercial com esse valor mínimo de inclinação.

Figura 3.21 - Identificação de seis módulos da série “D.8” instalados em estrutura para laje – Sistema 4.



### 3.5 Sistema 5 – Minigeração – 104 kWp - Público

Conforme citado anteriormente na descrição do sistema anterior, o Sistema 5, trata-se de um SFCR instalado na edificação da JFPA de Primeiro Grau seção Belém/ PA, Lat.: 1°26'45,20"S e Long.: 48°28'55,79"O. Com dois arranjos fotovoltaicos (“A” e “B”), o gerador FV é composto por um total de 320 módulos FV com potência total de 104 kWp. A característica técnica do módulo FV instalado é a mesma apresentada na Tabela 3.6, com potência nominal de 325 Wp (cada).

O arranjo “A” é composto por 10 fileiras de 20 módulos em série associadas em paralelo e conectadas a um inversor de 60 kW (Tabela 3.7), enquanto o arranjo “B” é composto por 6 fileiras de 20 módulos em série, sendo três associadas em paralelo e conectadas ao MPPT 1 e as outras três fileiras associadas em paralelo e conectadas ao MPPT 2 do inversor de 36 kW, topologia *string*. O Inversor possui três MPPTs e até o momento da elaboração deste trabalho, o MPPT 3 segue ocioso. A Tabela 3.8 apresenta as principais características técnicas do inversor associado ao arranjo “B”.

Tabela 3.8 – Especificações Técnicas do Inversor – Sistema 5.

<b>Características Técnicas do Inversor</b>	<b>SG36KTL</b>
Potência máxima c.c.	36.800 W
Máxima Tensão c.c.	1.100 V
Faixa de Tensão MPPT	500 – 850 V
Nº de MPPTs	3
Corrente Máxima c.c.	88 A (33 A/ 33 A/ 22 A)
Potência Máxima c.a.	36.000 W
Tensão de operação c.a.	310 – 480 V
Frequência	50/60 Hz
Máxima Eficiência	98,5 %

Fonte: Adaptado da folha de dados do fabricante.



O SFCR se encontra instalado em estrutura *carport* (estacionamento solar) na área de garagem externa ao prédio da JFPA, com inclinação variando de 2° a 3° com relação ao plano horizontal. Os desvios azimutais das garagens são: “G3”: 180° SE; “G1”, “G5”, “G6”: 287,6° NE; “G2”, “G4”, “G7”: 107,7° SO. Embora, as séries possuam desvios azimutais distintos a inclinação é praticamente nula com relação ao plano horizontal, o que se pode inferir um desvio azimutal 0°. Considerando, portanto, todos os módulos orientados ao norte geográfico.

Na Figura 3.22 é apresentado o gerador fotovoltaico instalado com indicação de quantitativo de módulos por garagem, sendo um total de sete garagens distribuídas no pátio do estacionamento.

Figura 3.22 - SFCR instalado no estacionamento, estrutura *carport*, com quantitativos de módulos por garagem.



Fonte: Autor.

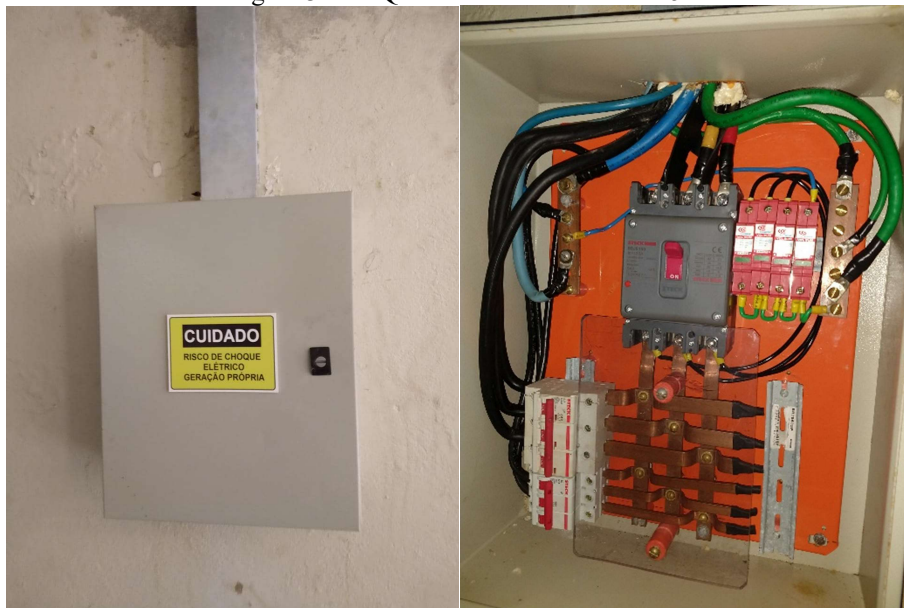
A Figura 3.23 apresenta os inversores instalados em ambiente externo (ao tempo) a edificação, de maneira sobreposta a estrutura *carport* com chapa de metal galvanizado para proteção contra água, oriundas principalmente das chuvas. Na Figura 3.24 apresenta-se o QGFV (Quadro Geral do Fotovoltaico) onde concentra a proteção individual de cada inversor com proteção geral do lado ~380 Vc.a, primário do autotransformador, 112,5 kVA, Y-Y, à seco, ~380/220 V / ~220/127 V, fabricante UNIÃO Transformadores, utilizado para conexão à rede BT ~220 Vc.a..

Figura 3.23 – Inversores, 60 kW (“a”) e 36 kW (“b”), instalados na estrutura *carport* do gerador fotovoltaico – Sistema 5.



Fonte: Autor.

Figura 3.24 – QGFV do SFCR - Sistema 5.



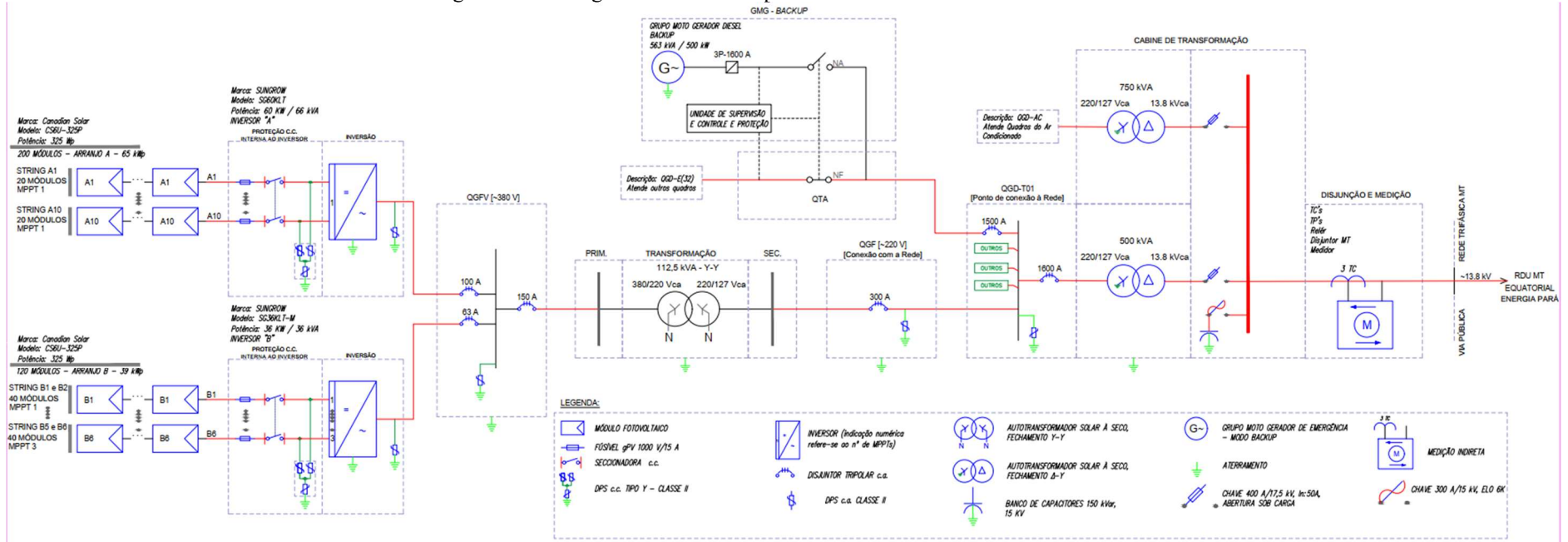
Fonte: Autor.

O ponto de conexão do SFCR é realizado no QGBT da edificação, localizado na subestação, ambiente climatizado, local onde se encontra instalado o autotransformador do sistema fotovoltaico. A Figura 3.25 apresenta o diagrama unifilar simplificado do Sistema 5.

Na Figura 3.26 é apresentada a identificação das séries a partir de indicação colorida para cara arranjo FV que compõe o Sistema 5, com desvios azimutais mencionados anteriormente.

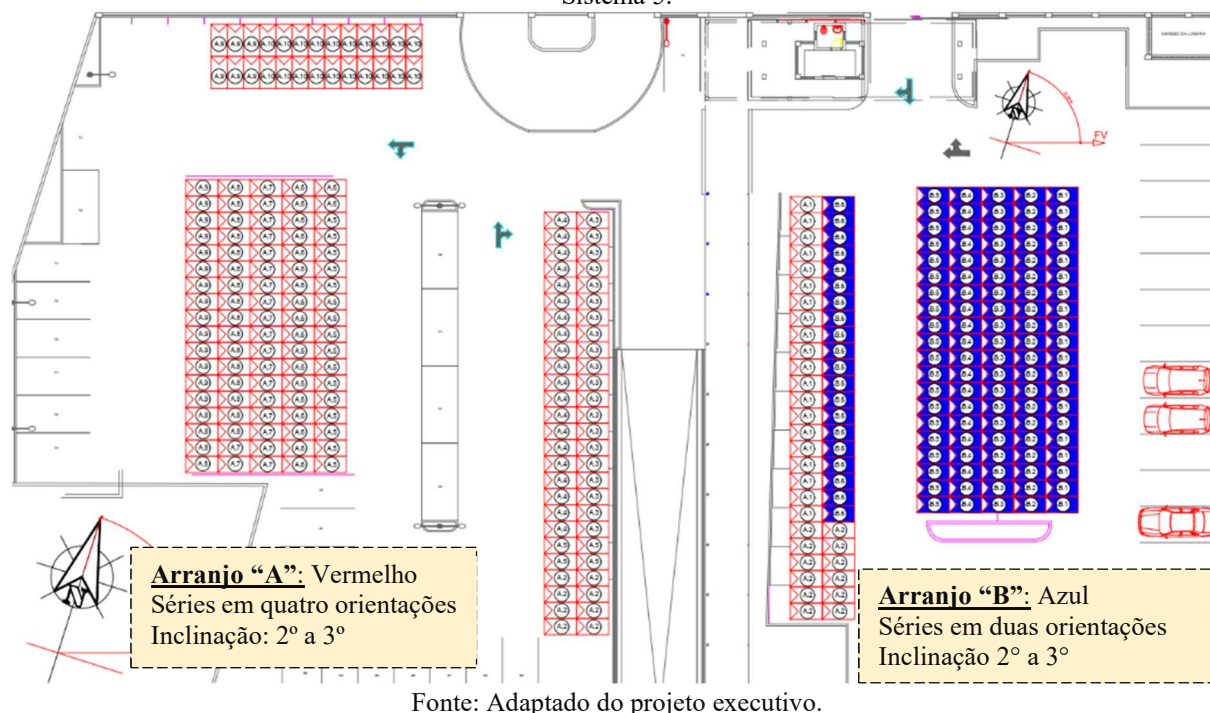


Figura 3.25 – Diagrama Unifilar Simplificado do SFCR Instalado – Sistema 5.



Fonte: Adaptado do projeto executivo.

Figura 3.26 - Identificação das séries instaladas em cada garagem com indicação colorida para cada arranjo – Sistema 5.



### 3.6 Monitoramento dos Sistemas

O monitoramento de dados dos sistemas fotovoltaicos é realizado através das plataformas digitais, próprias de cada fabricante, com exceção do sistema 3, 4 e 5, os quais utilizam uma plataforma semelhante de monitoramento, através da plataforma *SICES Solar* e *Solar View*, respectivamente. Ambos possuem *datalogger* que envia as informações para um servidor, o qual disponibiliza para *download* os dados monitorados pelo inversor em planilhas, extensão *.csv*, com intervalos de medição de 5 em 5 minutos.

As plataformas dos sistemas 1 e 2, são *Fronius SolarWeb* e *GROWATT*, respectivamente. Desde o início da operação do Sistema 1, houve tentativas de extrair os dados monitorados de cada inversor, através do uso de *pendrives*. Entretanto, ao longo do ano de 2019, ocorreram falhas nos registros de dados, corrompendo os arquivos salvos, inviabilizando a cópia dos dados. Esta foi uma alternativa de obter a cópia dos dados adquiridos em intervalos de 5 em 5 min, com os parâmetros elétricos de cada inversor, uma vez que, essas informações não são disponibilizadas para *download* na plataforma digital da Fronius. Logo, a aquisição dos dados fora realizada através de leitura manual na plataforma digital desde o início da operação.

Já os dados dos inversores que compõe o sistema 2, foram extraídos da plataforma digital, em planilhas extensão *.csv*, a partir de jan/2020 até maio de 2021. Após isso, o fabricante não disponibilizou mais para *download* os dados monitorados. Após entrar em contato com o fabricante, foi informado que os dados não serão mais disponibilizados, apenas a visualização

através dos gráficos plotados na plataforma virtual. Até a elaboração deste trabalho apenas o acumulado de energia mensal segue disponibilizado para *download*.

Durante a avaliação dos dados do sistema 2, período 2020 a 05/2021, verificou-se que a plataforma disponibilizava dados no período de 24h, e com período máximo para exportar os dados de até 4 dias. Ou seja, para obter os dados completos de um mês, era necessário realizar o *download* de 4 em 4 dias para cada inversor. Além disso, verificou-se que em todos os arquivos exportados estavam incompletos para o primeiro e último dia de cada período escolhido, o que tornou a avaliação dos dados mais dispendiosa. Portanto, de modo a simplificar as análises, considerou-se os valores acumulados de cada mês para cada inversor da mesma forma que foi analisado o Sistema 1.

Quanto ao monitoramento e tratamento de dados dos Sistemas 4 e 5, apenas o sistema apresentou 4 obteve a maioria dos dados válidos. Já o sistema 5, teve seus dados comprometidos devidos a falhas de conexão com internet no início da operação do sistema e problemas no *datalogger* do inversor “B”. Portanto, para o sistema 5, os dados considerados nas análises foram os valores acumulados de energia c.a. disponibilizado na tela dos inversores.

Até a elaboração deste trabalho, todos os sistemas seguem em operação normal. O Sistema 2 se encontra com monitoramento remoto *offline* desde jan/2022 devido a problemas de conexão com a internet. O mesmo ocorre com o sistema 4, *offline* desde mar/2022. Já o inversor “B” do Sistema 5 está sem monitoramento, devido a falhas no *datalogger* desde o jun/2021.

O período de análise dos sistemas compreende três anos (2019 – 2021), embora o Sistema 3 tenha entrado em operação em 10/2018, considerou-se o período dos três últimos anos para avaliação operacional e comparação dos resultados obtidos com dados anuais completos.



## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS OPERACIONAIS DOS SFCR

É de conhecimento comum na literatura quanto a avaliação operacional de sistemas fotovoltaicos, que os módulos FV que compõe o gerador, nem sempre apresentam a potência real indicada pelo dado de placa do fabricante, conseqüentemente o gerador FV possuirá uma potência real diferente da nominal, além do fato do módulo FV degradar naturalmente ao longo dos anos, conforme indicado nas folhas de dados fornecidas pelo fabricante (BRITO, 2017 e 2018; RODRIGUES, 2017, 2018; TELES, 2017 e 2018).

Em geral, a potência real determinada através de ensaios de curva I-V tende a ser menor que a nominal. E para determinação dos índices de desempenho com maior exatidão recomenda-se, conforme a ABNT NBR 16.274:2014, ensaios complementares, categoria II, como o de curva I-V para determinação da potência real do arranjo FV a ser analisado durante o comissionamento de um SFCR. Em Macêdo (2006), Teles (2017), Rodrigues (2017) e Brito (2018), ensaios como estes foram realizados através de simuladores solares e cargas capacitivas (confeccionadas em laboratório).

Podem ainda ser obtidas através de ensaios com uso de equipamentos portáteis comerciais como por exemplo o IV 400w, IV 500w e/ou solar IVE do fabricante HT *Instruments*, onde atendem a IEC/EN60891 e IEC/EN62446, que definem procedimentos a serem seguidos para correções de temperatura e irradiância para a condição padrão de testes (STC), são bastante utilizados por profissionais em usinas solares (ZHU e XIAO, 2020).

### 4.1 Determinação da Potência Real um Gerador Fotovoltaico

Com o objetivo de caracterizar um gerador fotovoltaico com relação à sua potência real atual, realizou-se ensaios de curva I-V em uma amostra do gerador FV instalado no Sistema 5, que correspondem as fileiras/séries (seis fileiras) do arranjo “B”. Os ensaios foram realizados no período de 27 a 29/04/2022 das 11h30 às 13h. O Equipamento utilizado para os ensaios foi o Solar IVE da HT *Instruments*, disponibilizado pelo GEDAE/UFPA, com capacidade de medição para 1.500 Vc.c. / 15 A, data de calibração 27/10/2021 com validade até jan/2023.

Para determinação da inclinação das séries dos arranjos FV utilizou-se um inclinômetro digital, disponível no GEDAE. Os dados obtidos nas campanhas de medições foram tratados com o auxílio do *software* TOPVIEW® v.2.2.1.3, da mesma fabricante HT *Instruments*. A Figura 4.1 ilustra detalhes dos equipamentos montados para realização dos ensaios, sob supervisão dos técnicos da JFPA Belém.

Figura 4.1 – Montagem dos equipamentos (“a”) e acessórios (“b”) para ensaio de curva I-V, e inclinômetro (“c”) utilizado para determinação da inclinação das séries que compõem o arranjo B do Sistema 5.



Fonte: Autor.

Uma condição ambiental ideal para o ensaio é de dia predominantemente ensolarado, ou seja, com presença de poucas nuvens nos horários de maior produção energética, e de preferência que o arranjo esteja limpo, livre de sujidade/poeira excessiva. Logo, maiores índices de irradiância no plano do gerador FV serão determinados, e menos erros serão inseridos na medição, possibilitando uma maior taxa de dados válidos a serem analisados.

A Tabela 4.1 apresenta a descrição das legendas com possíveis resultados que podem ser apresentados pelo equipamento para cada curva medida. Onde considerou-se como dados válidos aqueles que o equipamento não apresentou nenhum erro durante a medição e/ou ocorreu erro de sincronização com o dispositivo de radiofrequência (acessório Solar 02 – HT *Instruments*) de modo a inviabilizar a extrapolação da curva medida para as condições padrões de teste (STC).

Tabela 4.1 – Legenda de resultados para medição de curva I-V com instrumentos da fabricante HT *Instruments*.

Resultado	Condições	Descrição
OK	$-Tol^{(-)} + \varepsilon^{Strum} \leq \varepsilon^{Mis} \leq Tol^{(+)} - \varepsilon^{Strum}$	A potência máxima está dentro das tolerâncias do módulo fotovoltaico, mesmo considerando o pior caso de incerteza do instrumento.
OK*	A condição anterior não é cumprida, mas verifica-se a seguinte: $-Tol^{(-)} \leq \varepsilon^{Mis} \leq Tol^{(+)}$	A potência máxima está dentro das tolerâncias do módulo fotovoltaico, mas o resultado pode ser influenciado se considerar o pior caso de incerteza do instrumento.
Not OK*	As condições anteriores não são cumpridas, mas verifica-se a seguinte: $-Tol^{(-)} + \varepsilon^{Strum} \leq \varepsilon^{Mis} \leq Tol^{(+)} - \varepsilon^{Strum}$	A máxima potência NÃO está dentro das tolerâncias do fabricante fotovoltaico, mas o resultado pode ser influenciado se considerar o melhor caso de incerteza do instrumento.
Not OK	Se nenhuma das condições anteriores for verificada.	A máxima potência NÃO está dentro das tolerâncias do fabricante fotovoltaico em nenhum caso.

Fonte: Adaptado do Manual do Fabricante.

Onde,

$\varepsilon^{Mis}$ , é a variação (delta) entre a máxima potência medida e a nominal;

$Tol^{(-)}$ , é a tolerância mínima de potência FV (negativa);

$Tol^{(+)}$ , é a tolerância máxima de potência FV (positiva);

$\varepsilon^{Strum}$ , é o máximo erro do instrumento.

Durante as campanhas de medição os dados coletados no dia 27/04/2022 foram desconsiderados para análise por apresentarem muitos erros de medição, como irradiância instável. Isto ocorreu devido à presença de muitas nuvens durante o dia todo e com poucas “janelas de sol” para medição. Já no dia 29/04/2022 os ensaios foram mais proveitosos, onde possibilitou a realização dos ensaios em todo o Arranjo B do SFCR do Projeto 2, que conforme a equipe de manutenção informou, o arranjo havia passado por limpeza no mesmo mês.

Para realização dos ensaios utilizou-se: um inclinômetro digital (Figura 4.2 “b”) para verificar a inclinação das séries submetidas a ensaio. Fez-se o uso também de uma escada (Figura 4.2 “a”) para instalação do sensor de temperatura de costa de módulos e uma mesa (Figura 4.2 “d”) para o apoio de ferramentas, pranchetas e equipamentos. O acessório Solar 02 foi fixado na própria estrutura metálica da garagem através de imãs (Figura 4.2 “c”) embutidos no equipamento.

Os pontos de interrupção das séries foram na entrada c.c. do inversor. A estrutura *carport* tornou a atividade de campanha de medições mais ergonômica (Figura 4.2 “e”), sendo possível realizá-las próximas ao gerador FV e protegida da incidência direta do sol.

Os ensaios foram realizados por série, e para a realização houve a necessidade de interrupção do funcionamento do arranjo “B” a cada 2 *strings* ensaiadas, de um total de 6,

conforme mencionado anteriormente. Os ensaios no arranjo “B” só iniciaram a partir das 11h, isto porque até minutos antes a este horário, 10h56, o arranjo estava sombreado parcialmente pelo prédio vizinho, portanto, houve a necessidade de aguardar o fim da sombra para realização dos ensaios, de tal modo que não provocassem erros na medição e interpretações equivocadas dos dados coletados. A Figura 4.3 ilustra o exato momento em que o sombreamento parcial cessa sobre a estrutura *carport* (garagem) onde estão instalados os módulos FVs.



Figura 4.2 - Montagem dos equipamentos para ensaios de curva IxV.



Fonte: Autor.

Figura 4.3 - Momento em que o sombreamento cessa sobre a série “B1” e “B2” do arranjo B às 11h.



Fonte: Autor.

Ainda no dia 29/04/2022 às 12h20 o traçador de curvas disparou um alerta “aviso de resfriamento” onde foi necessário realizar algumas pausas entre ensaios, cerca de cinco minutos. As principais dificuldades encontradas durante a campanha de medição foram as falhas de comunicação do dispositivo Solar 02 com o traçador de curvas e a necessidade de mantê-los próximos um do outro cerca de quatro metros. Uma vez que a comunicação entre eles é realizada através de radiofrequência, esta dificuldade tornou-se mais evidente na análise da série “B6”.

Então, para evitar que estes erros de sincronização e envio de dados de irradiância, temperatura do lado posterior do módulo e temperatura ambiente, prejudicassem um número elevado de curvas aquisitadas, adotou-se como procedimento padrão, uma pausa para envio dos dados a cada 10 curvas aquisitadas. Isso fez com que houvesse menos curvas com erro no envio de dados importantes para a extrapolação da curva para a condição padrão de testes (STC).

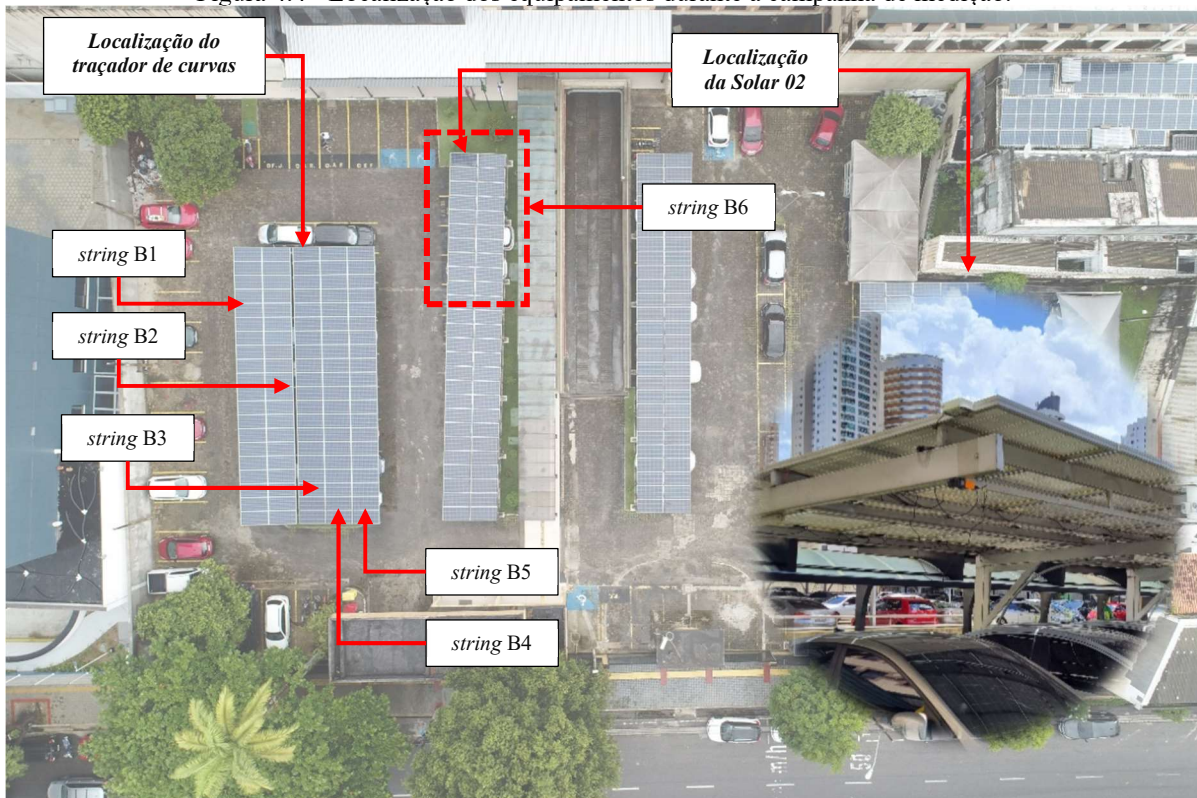
Esta limitação relacionada à distância entre a Solar 02 e o traçador de curvas que por várias vezes teve seus testes invalidados por falha de comunicação entre os equipamentos. Isto se deve ao fato de a localização dessa série estar a uma distância de aproximadamente 10 m



(dez) metros de onde se encontra o traçador de curvas. A Figura 4.4 ilustra melhor esta etapa do ensaio evidenciando a respectiva localização de cada equipamento.

É importante ressaltar que todas as medições tiveram como procedimento padrão serem realizadas nos terminais MC4 das extensões de cada série que se conectam a entrada do inversor, ou seja, as medições levam em consideração todo o cabeamento c.c. de cada série. Entretanto, para a realização de um número maior de curvas para a série “B6”, faz-se necessário manter próximos os equipamentos (Solar 02 e traçador de curvas) de modo que não houvesse falhas de comunicação entre eles.

Figura 4.4 - Localização dos equipamentos durante a campanha de medição.



Fonte: Autor.

## 4.2 Resultados da Campanha de Medição de Curva IxV Obtidos em Campo

Após a realização dos ensaios em campo, realizou-se uma rotina de tratamento de dados de cada curva obtida em campo, tendo como premissa considerar dados válidos sempre aqueles que não apresentaram erros de sincronização, erro de irradiância instável, como já mencionado anteriormente. O *status* de todas as curvas válidas foram Not Ok\* (Tabela 4.1). Outra informação importante é que dos dados válidos considerou-se para avaliação final aquelas curvas obtidas com irradiância acima de  $600 \text{ W/m}^2$ , uma vez que se observou uma menor sensibilidade do traçador para extrapolar para a STC as curvas obtidas com irradiância menor.

Ou seja, observa-se baixa exatidão na determinação da potência do módulo FV para curvas em condições de irradiância inferior a 600 W/m<sup>2</sup>.

A Figura 4.5 até a Figura 4.10 apresentam as curvas IxV (coloração azul) e PxV (coloração vermelho) medidas, que conforme indicada pela legenda do equipamento, o qual nomeia como OPC, portando os dados medidos serão chamados de forma abreviada (OPC) e os dados extrapolados para a condição padrão de testes (STC).

Figura 4.5 – Série B1, curva IxV e PxV medida (OPC).

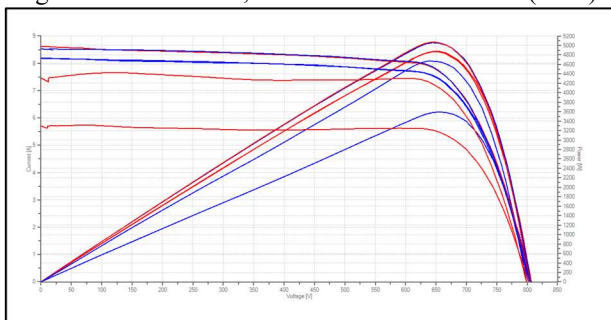


Figura 4.6 – Série B2, curva IxV e PxV medida (OPC).

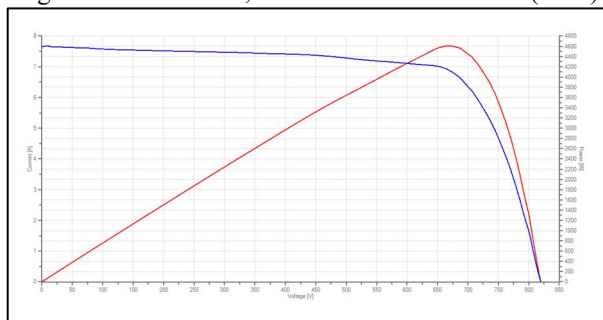


Figura 4.7 – Série B3, curva IxV e PxV medida (OPC).

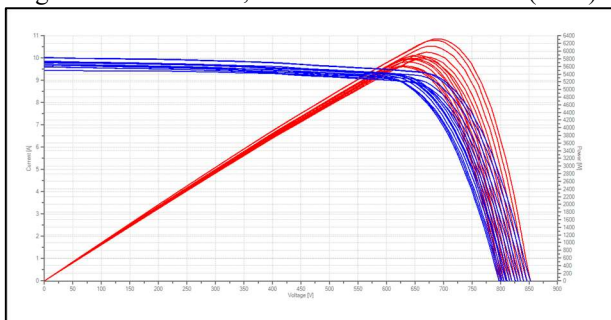


Figura 4.8 – Série B4, curva IxV e PxV medida (OPC).

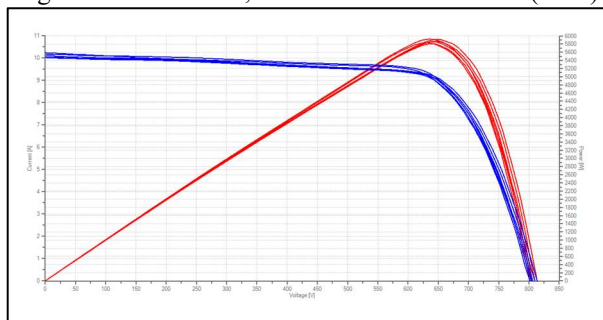


Figura 4.9 - Série B5, curva IxV e PxV medida (OPC).

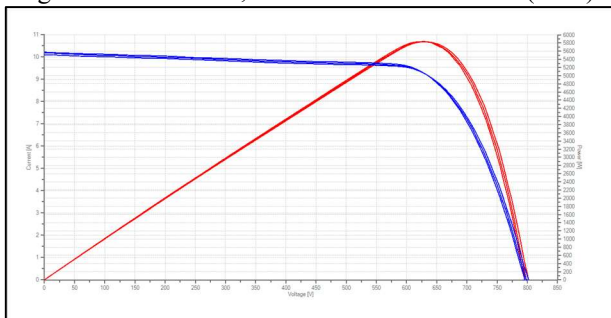
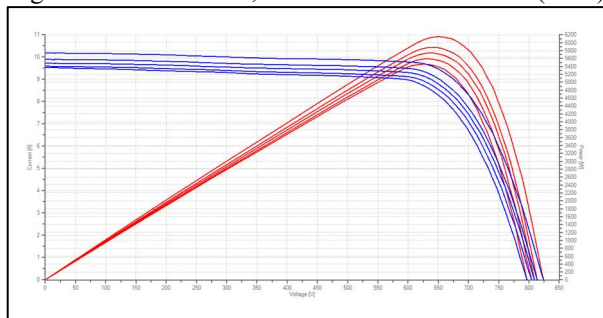


Figura 4.10 – Série B6, curva IxV e PxV medida (OPC).



Fonte: Autor.

Conforme apresentado nos gráficos de curvas medidas (OPC) é possível observar em todas as séries um formato semelhante da curva IxV com uma alteração em seu formato próximo a região de curto-circuito, que podem ou não estar relacionada à presença de poeira sobre os módulos FV ou algum tipo de sujidade de modo a interferir no perfil da curva.

Ressalta-se que este arranjo analisado passou por limpeza neste mesmo mês que foram realizadas as medições, e como se trata de uma área de estacionamento, é possível que haja alguma influência na sujidade dos módulos FVs. Observou-se ainda em duas curvas medidas



na série “B1” (Figura 4.5 e Figura 4.11) um comportamento atípico ou erro de medição na região próxima ao curto-circuito, que não se repetiu nas demais curvas coletadas.

Embora durante a avaliação dos dados em tabela seja possível obter informações da curva OPC que permita o equipamento extrapolar e obter a curva STC se faz necessário a inspeção visual do formato da curva OPC de modo que não comprometa a análise e/ou determinação da potência de módulo a ser investigada. Além disso é possível identificar anomalias elétricas na série analisada através dos gráficos plotados, que podem ir desde um sombreamento em algum dos módulos que compõem a série até mesmo uma possível falha em algum conector elétrico da série inspecionada.

Haja vista que para este caso, trata-se de um SFCR que possuem 20 módulos em série por *string*, ou seja, um comprimento de aproximadamente 20 (vinte) metros, que pode dificultar a inspeção visual de todos os módulos durante o ensaio, a fim de identificar possíveis causas que interfiram na análise.

Com as informações das curvas OPC o traçador realiza internamente o procedimento de extrapolação da curva medida para a condição padrão de testes (STC) reduzida a um módulo FV, ou seja, a potência determinada nas STC, é para um módulo por série, assim como as curvas apresentadas. Na Figura 4.11 até a Figura 4.16 ilustram-se as curvas STC, desta vez com a curva nominal do módulo, ou seja, aquela informada na folha de dados do respectivo módulo ensaiado. Portanto é possível observar, visualmente, a diferença entre as curvas STC e nominal.

A tabela de resultados disponibilizada pelo traçador de curvas informa além dos dados medidos, informações de cada curva na STC e o desvio percentual do ponto de máxima potência na STC real em relação ao nominal informado na folha de dados. A equação 4.1 resume o cálculo realizado pelo traçador para informar o desvio percentual obtido em cada ensaio.

$$desvio(\%) = \frac{P_{mp_{STC-real}} - P_{mp_{nominal}}}{P_{mp_{nominal}}} \quad (4.1)$$

Figura 4.11 - Série B1, curva IxV e PxV (STC).

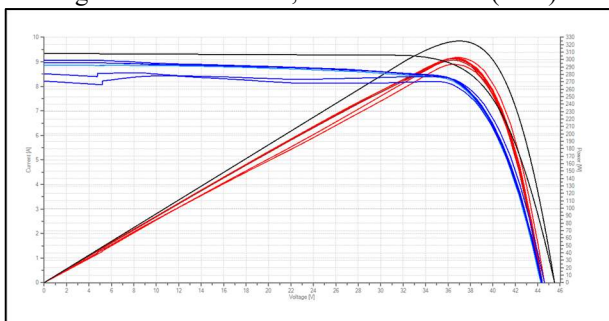


Figura 4.12 - Série B2, curva IxV e PxV (STC).

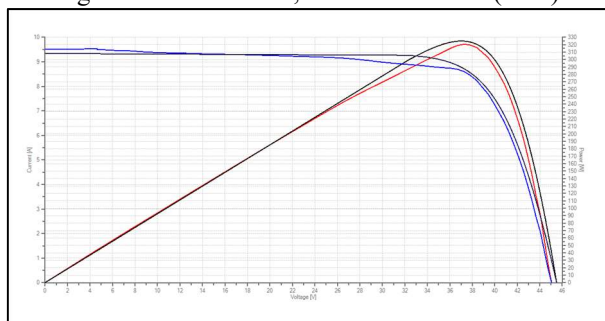


Figura 4.13 - Série B3, curva IxV e PxV (STC).

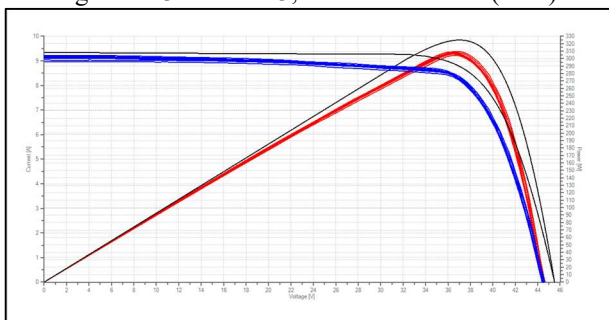


Figura 4.14 - Série B4, curva IxV e PxV (STC).

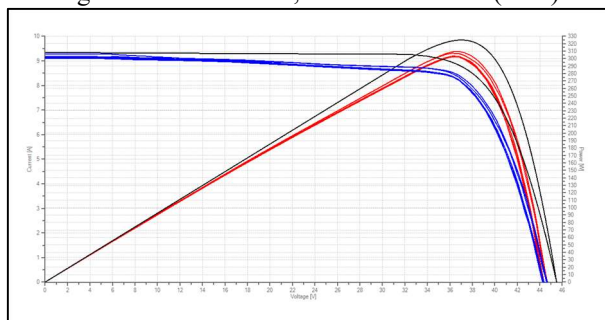


Figura 4.15 - Série B5, curva IxV e PxV (STC).

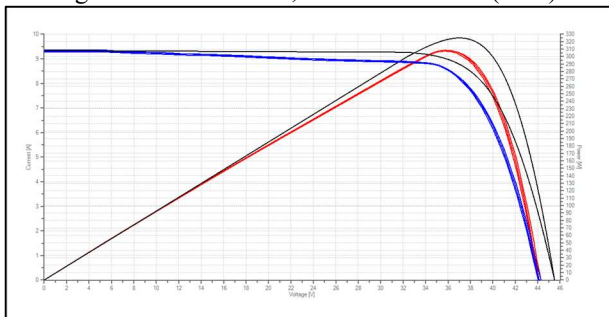
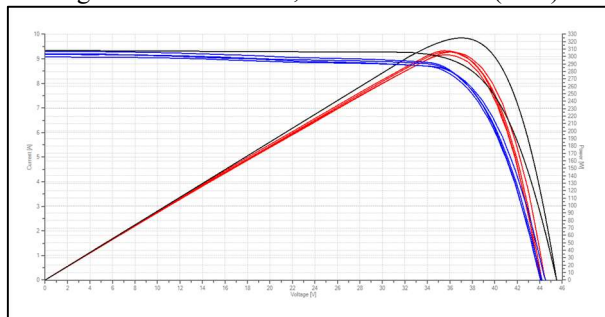


Figura 4.16 - Série B7, curva IxV e PxV (STC).



Fonte: Autor.

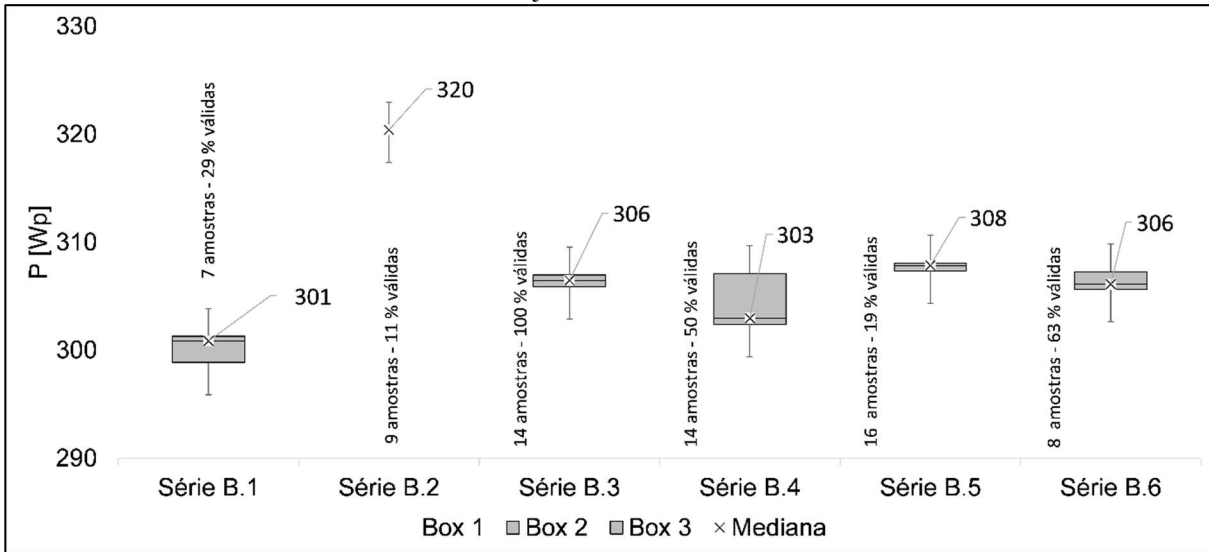
Para auxiliar a discussão dos resultados analisados, utilizou-se a representação gráfica em formato de diagrama de caixa também conhecido como *boxplot*. Onde é possível representar todas as medições válidas e identificar valores que fogem a tendência dos dados, chamados *outliers*. Portanto, para a construção do diagrama de caixa, utilizaram-se os percentis, mediana (indicada por rótulo “x” (xis) no gráfico), primeiro e terceiro quartis, além dos valores máximo e mínimos de cada conjunto de dados.

A Figura 4.17 ilustra os resultados quanto a potência ( $W_p$ ) de módulo (para um módulo) obtida em cada série analisada. Observou-se que a série “B2” apresentou maior potência de módulo obtida durante o ensaio. Entretanto, esta série diferente das demais, teve apenas uma curva válida para análise, como apresentado no gráfico a quantidade de amostras e o percentual de dados válidos para cada série ensaiada.

A Figura 4.18 ilustra o *boxplot* com as informações de irradiância no plano de cada série durante o ensaio. O que auxilia no entendimento das informações de potências obtidas (Figura

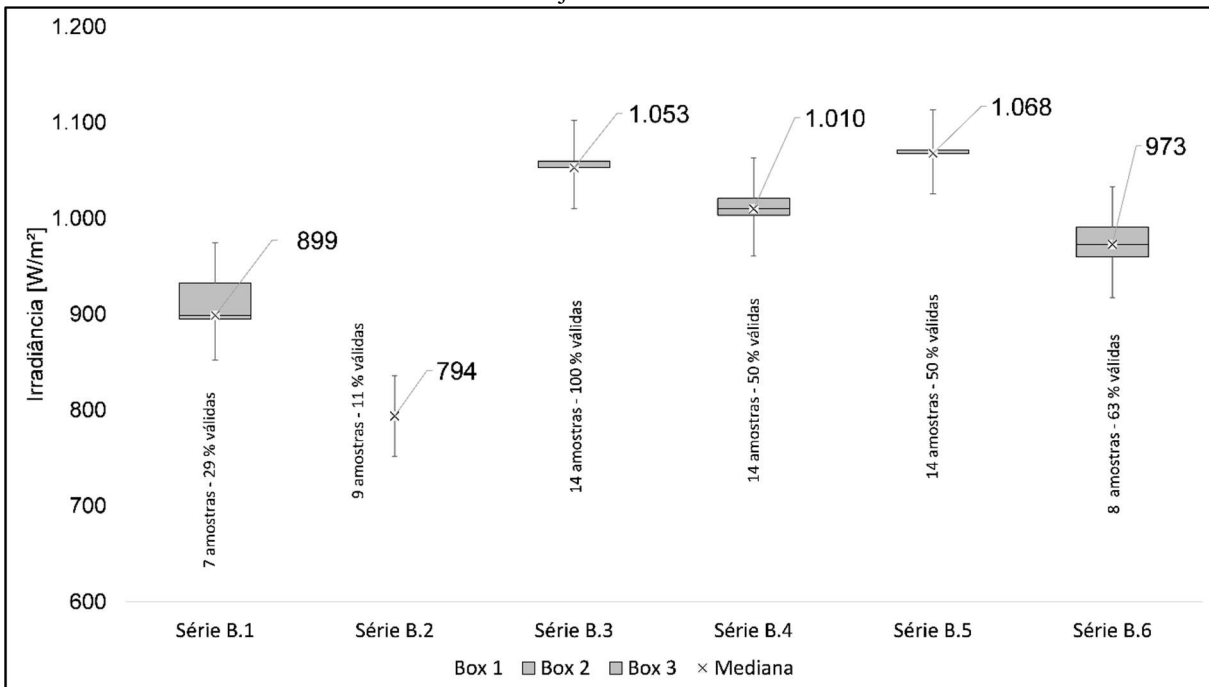
4.17) onde é possível observar que a série “B2” é a única com dados coletados a uma irradiância menor que 800 W/m<sup>2</sup> e potência de módulo (STC) 320 Wp. Quando comparada com as demais, apenas a série “B1” apresentou um valor mediano de irradiância de aproximadamente 900 W/m<sup>2</sup> e potência de módulo de aproximadamente 300 Wp, ou seja, uma diferença significativa de potência de módulo entre elas, uma vez que a potência nominal conforme indicado no dado de placa é de 325 Wp.

Figura 4.17 - Gráfico *Boxplot* com valores de potência real (STC) obtidos através de ensaios de curva I-V. Arranjo “B” – Sistema 5.



Fonte: Autor.

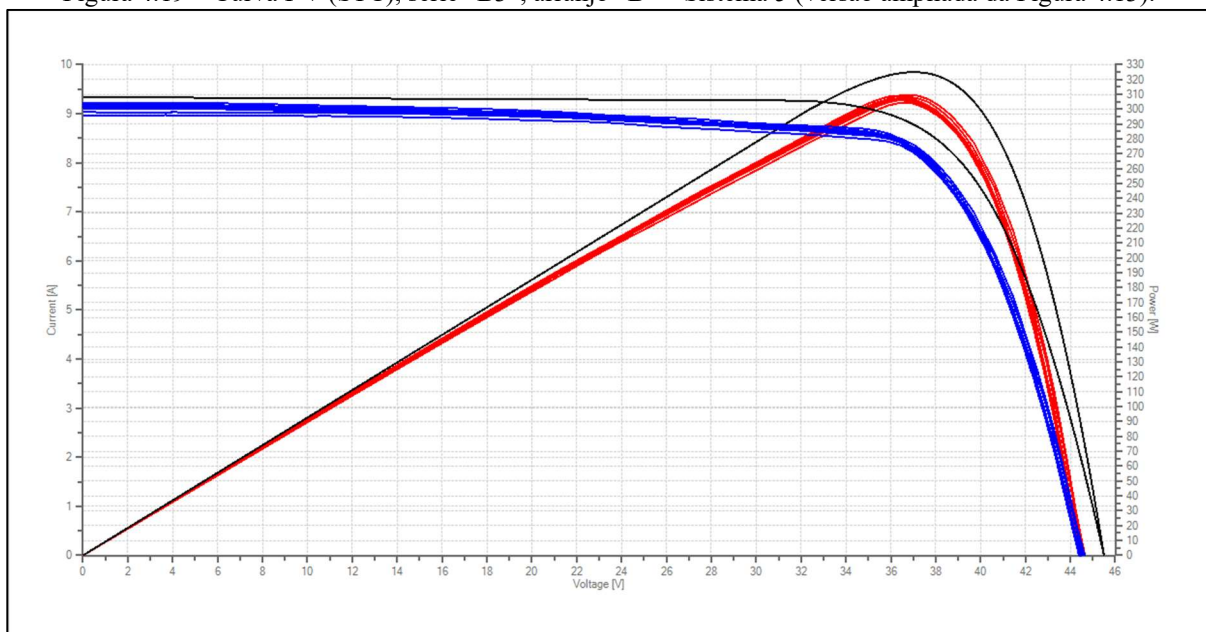
Figura 4.18 - Gráfico *Boxplot* com valores de irradiância obtidos no plano de cada série durante ensaios de curva I-V. Arranjo “B” – Sistema 5.



Fonte: Autor.

Ainda nas Figura 4.17 e Figura 4.18 observa-se que os ensaios na série “B3” apresentaram maior taxa percentual de dados válidos, com valor de irradiância mediana superior a 1000 W/m<sup>2</sup> e potência real de módulo (STC) de 306 Wp. A Figura 4.19 apresenta com mais detalhes (tamanho ampliado) as curvas I-V(STC) obtidas para a série “B3”.

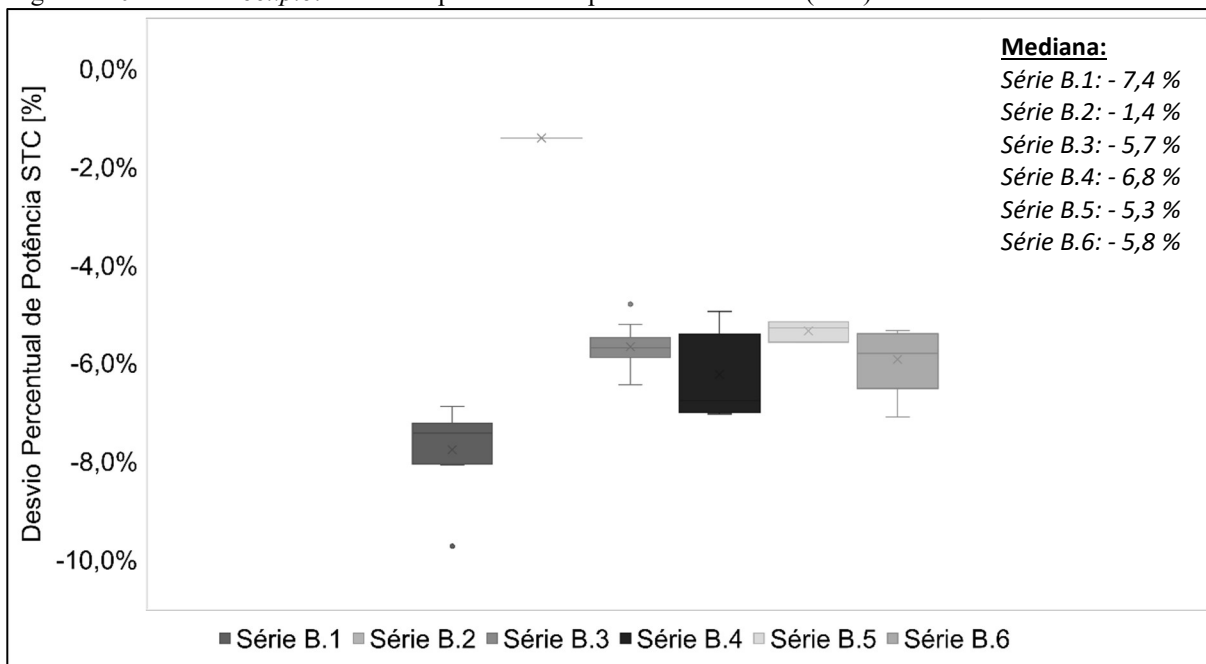
Figura 4.19 – Curva I-V (STC), série “B3”, arranjo “B” – Sistema 5 (versão ampliada da Figura 4.13).



Fonte. Autor.

Portanto, através dos dados apresentados nos gráficos *boxplot* é possível perceber que através dos ensaios de curva I-V em campo, há diferentes potências de módulo FV obtida em cada série, onde é possível que cada módulo tenha um percentual diferente de degradação. A Figura 4.20 ilustra o percentual de degradação de potência determinado através dos ensaios em campo com seus respectivos valores medianos em percentual, sendo a série “B1”, em ordem crescente: séries  $B_1 < B_4 < B_6 < B_3 < B_5 < B_2$ , a que apresenta maior diferença percentual de potência real (STC) em relação a nominal do módulo FV de 325 Wp.

Figura 4.20 - Gráfico *boxplot* do desvio percentual de potência de módulo (STC) obtido em ensaio de curva I-V.



Fonte: Autor.

Do total de 85 curvas coletadas em campo 37 foram consideradas válidas para análise, uma taxa de 63 % de dados válidos (37 curvas). A Tabela 4.2 apresenta de forma resumida a taxa percentual de dados válidos em cada série que compõe o arranjo “B” do Sistema 5. Ressalta-se que a NBR 16.274:2014, não estabelece um número mínimo de ensaios/curvas a serem realizadas/coletadas, indicando apenas a condição mínima de irradiância de pelo menos 700 W/m<sup>2</sup> medida no plano dos módulos em um momento que a radiação solar incide normal ao plano do arranjo FV (ângulo de incidência não superior a  $\pm 22,5^\circ$ ).

A norma indica que valores mais baixos de irradiância (< 300 W/m<sup>2</sup>) podem ser considerados para obtenção de informações sobre a forma da curva. Os níveis de irradiância podem ser mais baixos e não há nenhuma exigência para que o ângulo de incidência seja normal aos módulos. A NBR 16.274:2014, ressalta ainda que desvios em curvas I-V exigem atenção especial, pois podem sinalizar falhas significativas de outra forma indetectáveis no arranjo FV, maiores detalhes sobre este aspecto técnico podem ser consultados no Anexo C da referida norma. Ressalta-se que durante a análise dos dados nenhuma anomalia foi detectada nas curvas medidas.

Outro detalhe normativo é que para sistemas com múltiplas séries FV idênticas e onde há condições de irradiância estáveis, curvas de séries FV individuais devem ser comparadas (sobrepostas). As curvas devem ser as mesmas (tipicamente dentro de 5% para condições estáveis de irradiância). No entanto, a norma não define a quantidade de ensaios por série, e para que seja realizado ensaios sob as mesmas condições de irradiância para cada uma das séries

seria necessário um período maior de avaliação em intervalos mais curtos de medição para cada série.

Como apresentado na Figura 4.18, apenas as séries “B2” foi avaliada em condição de irradiância inferior as demais, e quando avaliado o desvio entre as medianas de irradiância das outras cinco curvas observam-se que a diferença entre elas é inferior a 5%, portanto, infere-se que os ensaios foram realizados sob a mesma condição de irradiância.

Não se pode afirmar que as séries FV estão degradando (redução de potência) na mesma proporção, para essa investigação recomenda-se a realização de mais ensaios em toda as séries sob as mesmas condições de irradiância, além de outros ensaios complementares recomendados pela NBR 16.274:2014.

Tabela 4.2 - Taxa percentual de dados válidos de curvas I-V para o arranjo ‘B’ – Sistema 5.

Taxa de Dados Válidos	String B.1	String B.2	String B.3	String B.4	String B.5	String B.6
Nº de Curvas Coletadas	24	9	14	14	16	8
Nº de Curvas válidas	7	1	14	7	3	5
<b>Dados válidos</b>	<b>29%</b>	<b>11%</b>	<b>100%</b>	<b>50%</b>	<b>19%</b>	<b>63%</b>

Fonte: Autor.

A partir destes dados (Tabela 4.2) considerou-se neste trabalho o valor de 306 Wp para a potência real (STC) de módulo, valor mediano determinado nos ensaios da série “B3” com desvio percentual do valor nominal informado pelo fabricante de – 5,7% (Figura 4.20). Esta informação será considerada para o cálculo de produtividade final do SFCR em questão (arranjos “A” e “B”) durante a avaliação de desempenho. Uma vez que a taxa de ensaios válidos foi maior entre as demais séries (Tabela 4.2), além de uma menor dispersão entre os dados, conforme a Figura 4.20. Isto porque no momento (11h39 às 11h45) do ensaio da série “B3” a condição meteorológica favoreceu a coleta de um número maior de curvas sem a interferência de nuvens, portanto, sem erros de irradiância instável ou sombreamento de edificações vizinhas.

Outra consideração importante realizada neste trabalho é que também para o cálculo dos índices de desempenho do Sistema 4, considerou-se a potência real de 306 Wp de módulo para todos os arranjos instalados no referido sistema. Isto porque, ambos os sistemas (4 e 5) foram comprados do mesmo fornecedor e instalados no mesmo período em 2019, através de processo licitatório. Portanto, infere-se para efeito de estimativa de desempenho destes sistemas que ambos possuem módulos FV com a potência atual de 306 Wp (cada).

Logo, estima-se que o arranjo “A” ao “D” do Sistema 4 e o arranjo “A” do Sistema 5 possuem potência total de 61,2 kWp (cada), enquanto o arranjo “B” do Sistema 5 possui uma potência total de 36,72 kWp.

### **4.3 Energia Produzida**

Para auxiliar na apresentação dos resultados operacionais dos sistemas avaliados na pesquisa, realizou-se uma abreviação em formato de caracteres alfanuméricos e apresentados em figuras e tabelas, como por exemplo: S5B, refere-se ao Sistema 5 – arranjo “B” associado ao inversor “B”, e assim por diante. Uma vez que a pesquisa avaliou os resultados de cinco SFCR e cada um tem um determinado número de inversores, que juntos somam 14 arranjos FV associados a 14 inversores de conexão à rede.

A Tabela 4.3 até a Tabela 4.5 resumem os resultados (formato de tabelas) de produção mensal de eletricidade ao longo da operação dos subsistemas/arranjos avaliados no período de 2019 a 2021. Já nas Figura 4.21 até Figura 4.24 apresenta-se em formato de gráfico as respectivas produções mensais de eletricidade, monitorados em 2020 e 2021. Este período foi considerado para representação gráfica porque em 2019 o início da operação de cada sistema ocorreu em datas e meses distintos, conforme a Tabela 4.3 apresenta ausência de dados. Apenas o S3A possui dados de produção de eletricidade para o respectivo ano, uma vez que este sistema entrou em operação no último bimestre de 2018.

Ainda em 2019, a baixa produção energética do Sistema 1 em jun/ 2019, comparada ao mês seguinte se deu em função da data de entrada em operação da planta FV em 05/ 06/ 2019 e o sistema de monitoramento só foi configurado no dia seguinte (06/06/2019), portanto dias anteriores não foram computados na plataforma de monitoramento (*online*) do inversor. Comportamento semelhante ocorreu no Sistema 2, no último bimestre do ano, onde o Sistema foi ligado para ensaios de comissionamento, categoria 1, durante o período de instalação, porém só foi homologado/ligado em jan/2020.



Tabela 4.3 – Energia produzida mensalmente por cada sistema em 2019.

Mês	Energia Produzida [kWh]													
	2019													
	S1A <sup>3</sup>	S1B <sup>4</sup>	S1C <sup>5</sup>	S2A <sup>6</sup>	S2B <sup>7</sup>	S2C <sup>8</sup>	S2D <sup>9</sup>	S3A <sup>10</sup>	S4A <sup>11</sup>	S4B <sup>12</sup>	S4C <sup>13</sup>	S4D <sup>14</sup>	S5A <sup>15</sup>	S5B <sup>16</sup>
	17,82	17,82	17,82	29,7	29,7	36,96	36,96	26,4	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	36,72
	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp
Janeiro	-	-	-	-	-	-	-	2.073	-	-	-	-	-	-
Fevereiro	-	-	-	-	-	-	-	1.484	-	-	-	-	-	-
Março	-	-	-	-	-	-	-	1.917	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-	-	1.940	-	-	-	-	5.605	2.848
Mai	-	-	-	-	-	-	-	2.474	-	-	-	-	6.537	3.177
Junho	1.683	1.690	1.459	-	-	-	-	2.733	-	-	-	-	7.692	3.804
Julho	2.118	2.124	1.930	-	-	-	-	2.887	-	-	-	-	7.705	3.798
Agosto	2.253	2.255	2.091	-	-	-	-	3.105	8.169	9.915	9.847	8.577	3.569	4.035
Setembro	2.186	2.186	2.056	-	-	-	-	2.901	9.897	9.873	9.902	8.777	1.336	1.846
Outubro	2.234	2.231	2.123	-	-	-	-	2.663	9.704	9.554	9.612	8.931	4.348	4.003
Novembro	2.047	2.046	1.948	20	17	2	2	2.472	8.388	8.194	8.277	7.647	6.184	3.585
Dezembro	1.927	1.929	1.844	61	51	64	64	2.353	8.811	8.545	8.653	7.982	5.324	3.064
<b>Mensal/Média</b>	<b>2.064</b>	<b>2.066</b>	<b>1.922</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>2.417</b>	<b>8.994</b>	<b>9.216</b>	<b>9.258</b>	<b>8.383</b>	<b>5.367</b>	<b>3.351</b>
<b>Anual</b>	<b>14.448</b>	<b>14.460</b>	<b>13.451</b>	<b>80</b>	<b>69</b>	<b>66</b>	<b>66</b>	<b>29.002</b>	<b>44.970</b>	<b>46.081</b>	<b>46.291</b>	<b>41.915</b>	<b>48.299</b>	<b>30.160</b>

<sup>3</sup> S1A: Sistema 1, arranjo “A”, associado ao inversor “A”.<sup>4</sup> S1B: Sistema 1, arranjo “B”, associado ao inversor “B”.<sup>5</sup> S1C: Sistema 1, arranjo “C”, associado ao inversor “C”.<sup>6</sup> S2A: Sistema 2, arranjo “A”, associado ao inversor “A”.<sup>7</sup> S2B: Sistema 2, arranjo “B”, associado ao inversor “B”.<sup>8</sup> S2C: Sistema 2, arranjo “C”, associado ao inversor “C”.<sup>9</sup> S2D: Sistema 2, arranjo “D”, associado ao inversor “D”.<sup>10</sup> S3A: Sistema 3, arranjo “A”, associado ao inversor “A”.<sup>11</sup> S4A: Sistema 4, arranjo “A”, associado ao inversor “A”.<sup>12</sup> S4B: Sistema 4, arranjo “B”, associado ao inversor “B”.<sup>13</sup> S4C: Sistema 4, arranjo “C”, associado ao inversor “C”.<sup>14</sup> S4D: Sistema 4, arranjo “D”, associado ao inversor “D”.<sup>15</sup> S5A: Sistema 5, arranjo “A”, associado ao inversor “A”.<sup>16</sup> S5B: Sistema 5, arranjo “B”, associado ao inversor “B”.

Tabela 4.4 - Energia produzida mensalmente por cada sistema em 2020.

Mês	Energia Produzida [kWh]													
	2020													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82	17,82	17,82	29,7	29,7	36,96	36,96	26,4	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	36,72
	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp
Janeiro	1.686	1.688	1.588	3.247	2.669	3.624	3.624	1.990	8439	8174	8400	7684	4.969	2.814
Fevereiro	1.447	1.449	1.365	2.848	2.258	3.205	3.192	1.797	7260	7288	6765	2273	4.486	2.448
Março	1.626	1.631	1.527	2.775	3.511	4.190	2.920	2.024	2546	5857	6013	4661	5.725	2.995
Abril	1.645	1.641	1.530	3.698	3.588	4.209	4.333	2.021	0	4648	4651	1027	4.952	2.832
Mai	1.825	1.836	1.677	3.743	3.708	4.349	4.365	2.496	5966	3699	3668	7126	5.607	3.448
Junho	1.864	1.881	1.689	3.615	3.588	4.209	4.224	2.524	7732	8015	8017	6748	1.141	3.409
Julho	2.114	2.136	1.922	3.736	3.708	4.979	4.365	2.847	8582	8828	8923	7622	1.546	3.756
Agosto	2.234	2.257	2.058	4.346	3.708	5.405	5.421	3.064	8840	9004	9038	7838	3.600	3.745
Setembro	2.157	2.184	2.020	4.422	4.276	5.212	5.214	2.922	9719	680	687	633	2.380	1.268
Outubro	2.118	2.156	2.006	4.539	4.493	5.040	5.038	2.767	9851	9541	9845	8986	5.698	3.733
Novembro	1.924	1.955	1.827	4.037	3.987	4.322	4.310	2.427	8365	8120	8293	7576	6.220	3.651
Dezembro	1.905	1.923	1.793	4.356	4.286	4.558	4.546	2.302	8197	7946	8051	7328	5.743	3.378
<b>Mensal/Média</b>	<b>1.879</b>	<b>1.895</b>	<b>1.750</b>	<b>3.780</b>	<b>3.648</b>	<b>4.442</b>	<b>4.296</b>	<b>2.432</b>	<b>7.125</b>	<b>6.817</b>	<b>6.863</b>	<b>5.792</b>	<b>4.339</b>	<b>3.123</b>
<b>Anual</b>	<b>22.544</b>	<b>22.736</b>	<b>21.001</b>	<b>45.363</b>	<b>43.779</b>	<b>53.301</b>	<b>51.549</b>	<b>29.182</b>	<b>85.496</b>	<b>81.800</b>	<b>82.351</b>	<b>69.501</b>	<b>52.066</b>	<b>37.477</b>

Fonte: Autor.

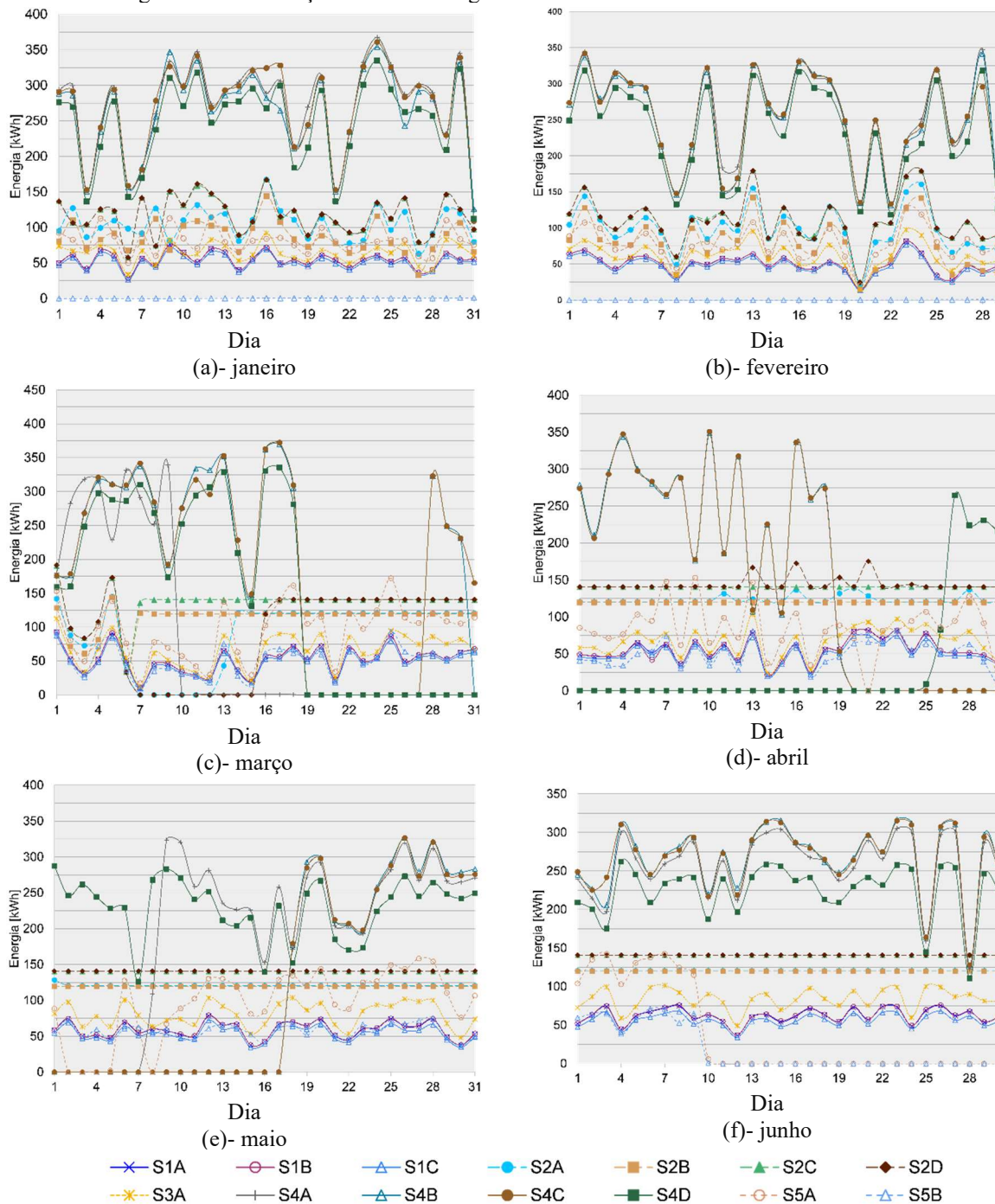
Tabela 4.5 - Energia produzida mensalmente por cada sistema em 2021.

Mês	Energia Produzida [kWh]													
	2021													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82	17,82	17,82	29,7	29,7	36,96	36,96	26,4	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	36,72
	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp	kWp
Janeiro	1.723	1.746	1.638	3.849	3.804	4.078	4.051	2.179	7768	7602	7658	7053	5.375	3.130
Fevereiro	1.338	1.362	1.274	3.042	3.015	3.362	3.327	1.687	7401	7322	7440	6785	4.413	2.444
Março	1.484	1.523	1.427	3.505	3.469	3.936	3.623	1.978	7931	7974	8038	7326	5.528	2.802
Abril	1.527	1.597	1.509	3.684	3.642	4.379	4.310	2.020	7827	7912	7985	7158	6.188	3.006
Mai	1.523	1.614	1.483	3.540	3.507	4.493	4.482	2.588	8024	8271	8236	7137	6.804	3.088
Junho	1.745	1.768	1.610	3.394	3.367	4.419	4.414	2.512	7764	8017	7986	6736	6.225	2.956
Julho	2.037	2.051	1.866	3.766	3.731	4.867	4.861	2.809	8051	8276	8241	7062	404	3.465
Agosto	2.186	2.204	2.024	4.064	4.015	5.112	5.109	2.934	9177	9362	9351	8127	4.310	3.907
Setembro	1.887	1.898	1.781	3.906	3.876	4.525	4.428	2.590	9292	9164	9230	8307	3.756	3.619
Outubro	2.173	2.184	2.058	4.433	4.378	4.913	4.573	2.779	9287	9119	9230	8470	271	4.005
Novembro	1.984	1.995	1.885	4.250	4.193	4.477	4.175	2.462	8336	7891	8372	7481	5.644	3.544
Dezembro	1.926	1.941	1.831	3.847	3.813	4.048	3.826	2.262	8021	7812	7977	7302	5.064	3.138
<b>Mensal/Média</b>	<b>1.794</b>	<b>1.824</b>	<b>1.699</b>	<b>3.773</b>	<b>3.734</b>	<b>4.384</b>	<b>4.265</b>	<b>2.400</b>	<b>8.240</b>	<b>8.227</b>	<b>8.312</b>	<b>7.412</b>	<b>4.499</b>	<b>3.259</b>
<b>Anual</b>	<b>21.533</b>	<b>21.883</b>	<b>20.384</b>	<b>45.279</b>	<b>44.809</b>	<b>52.608</b>	<b>51.178</b>	<b>28.800</b>	<b>98.880</b>	<b>98.722</b>	<b>99.744</b>	<b>88.944</b>	<b>53.982</b>	<b>39.104</b>

Fonte: Autor.

Em 2020, foi observou-se nos meses de março a agosto produções diárias de energia dos arranjos que constituem o Sistema 2 identicamente iguais ao dia anterior, ou seja, com valor diário acumulado “congelado”/repetido para cada arranjo, conforme ilustrado na Figura 4.21(c-f) e Figura 4.22(g e h).

Figura 4.21 – Produção diária de energia elétrica referente ao ano de 2020 – Parte 1.

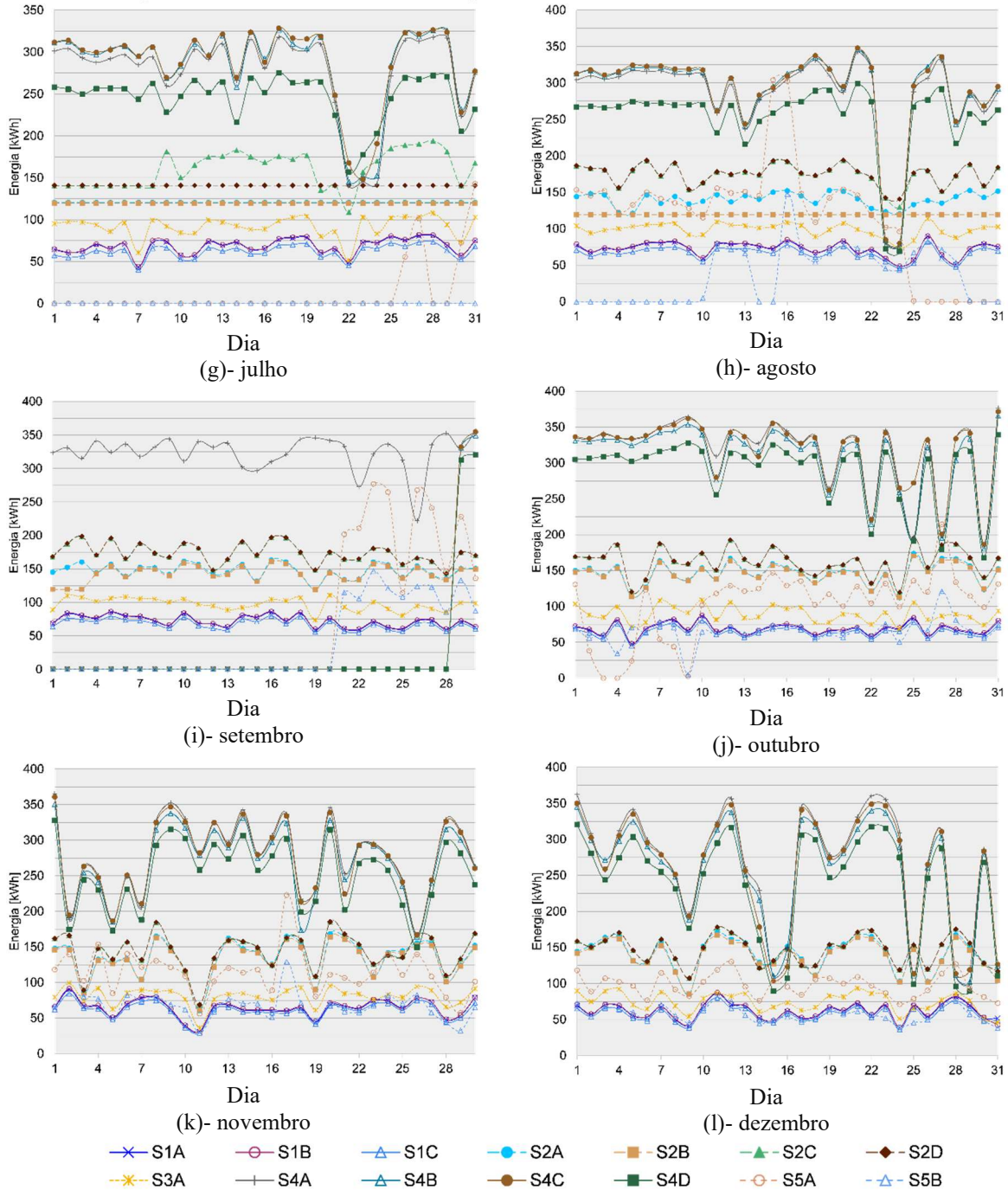


Fonte: Autor.

O comportamento gráfico de produção energética dos subsistemas (S2A, S2B, S2C, S2D) nesses meses (mar/2020 a ago/2020), indicam períodos de produção constante. Não há

registro na plataforma de monitoramento *online* sobre falhas ou qualquer outra ocorrência que possa identificar a possível causa desse comportamento. Desta forma infere-se que problemas como esse estão relacionados a falhas/defeito no *datalogger* ou *firmware* do inversor, já que após esse período os registros voltaram a normalidade.

Figura 4.22 – Produção diária de energia elétrica referente ao ano de 2020 – Parte 2.



Fonte: Autor.

Problemas com sistema de monitoramento e *datalogger* também foram identificados no Sistema 4 (S4A ao S4D), sendo mais crítico em abr/2020 (Figura 4.21(d)), onde não houve

registros de produção de eletricidade para o subsistema S4A (Tabela 4.4). O mesmo problema foi identificado no Sistema 5 (S5A e S5B) nos anos de 2020 (Figura 4.21 e Figura 4.22) e 2021 (Figura 4.23 e Figura 4.24), ocorrendo com mais frequência no subsistema S4B. Durante esse período diversas análises foram realizadas pela equipe técnica da JFPA Belém, onde identificaram que o *datalogger Solarview* do inversor “B” não estava mantendo a configuração pré-determinada para conexão *wi-fi* com a rede *internet* local, ou seja, o dispositivo apresentou características de defeito, fazendo com que os técnicos locais constantemente reiniciassem o *datalogger* quando identificava-se o problema, comprometendo a aquisição de dados em vários meses.

Portanto, diversos problemas no sistema de monitoramento dos sistemas fotovoltaicos foram identificados, com exceção do Sistema 1 e 3, onde falhas como essas não foram registradas. Problemas como esses podem comprometer a análise de desempenho da planta podendo levar a interpretações equivocadas. Nem todos os inversores avaliados possui a possibilidade de acesso IHM (interface homem máquina) para consulta do histórico de produção, o que dificulta mais a obtenção dessa informação bastante importante para análise de desempenho, como por exemplo os inversores do Sistema 2.

Desta forma, para o Sistema 5, realizou-se a consulta da tela IHM dos inversores para obtenção do histórico mensal de produção energética de cada inversor desde o mês que iniciou em operação, e esses dados foram organizados e apresentados nas Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5.

Segundo informações coletadas com a equipe técnica da JFPA Belém, no mês de ago/2019 ocorreram várias interrupções no inversor “A” (S5A) devido a um “ponto quente” detectado no quadro de proteção geral dos inversores (QGFV). O mesmo fato ocorreu em set/2019 com o inversor “B”. Este problema foi resolvido após a ação de manutenção corretiva no QGFV.

Portanto, as análises dos índices de desempenho do Sistema 5, consideram a produção de eletricidade registrada na memória de massa de cada inversor, sendo apresentado neste trabalho através de gráficos as produções diárias de 2020 a 2021, com o objetivo de ilustrar o problema identificado e ressaltar o motivo de considerar apenas os dados acumulados mensais de produção de eletricidade nas análises que serão apresentadas mais à frente.

Considerando o ano de 2020 e 2021, os sistemas registraram maior produção energética em 2020, exceto o Sistema 4, devido à ausência de dados registrada nesse ano (abr/2020 e set/2020). Para o Sistema 3, considerando os três anos (2019 – 2021) nos dois primeiros anos

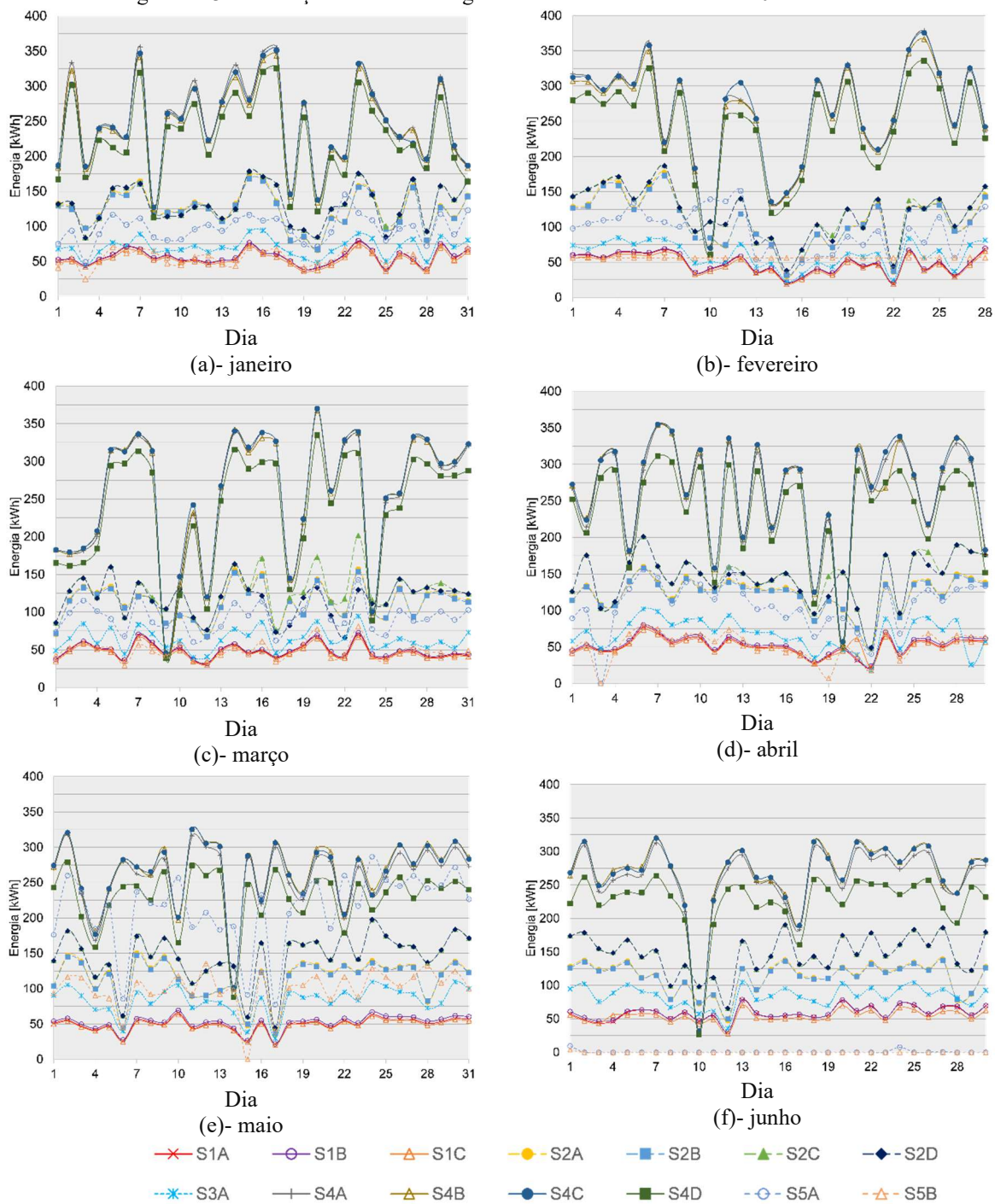


alcançaram produções bem próximas, sendo em 2021 o ano em que o Sistema 2 registrou sua menor produção anual.

Para o Sistema 4, desde o início da operação, o subsistema S4D, foi o que registrou a menor produção de eletricidade, e isso pode estar relacionado à disposição e orientação do arranjo FV “D” sobre o telhado da edificação, uma vez que, suas séries FV estão instaladas em todas as águas de telhado do prédio (Figura 3.20). Isso também foi observado no Sistema 1, com o inversor “C” (Figura 3.4).

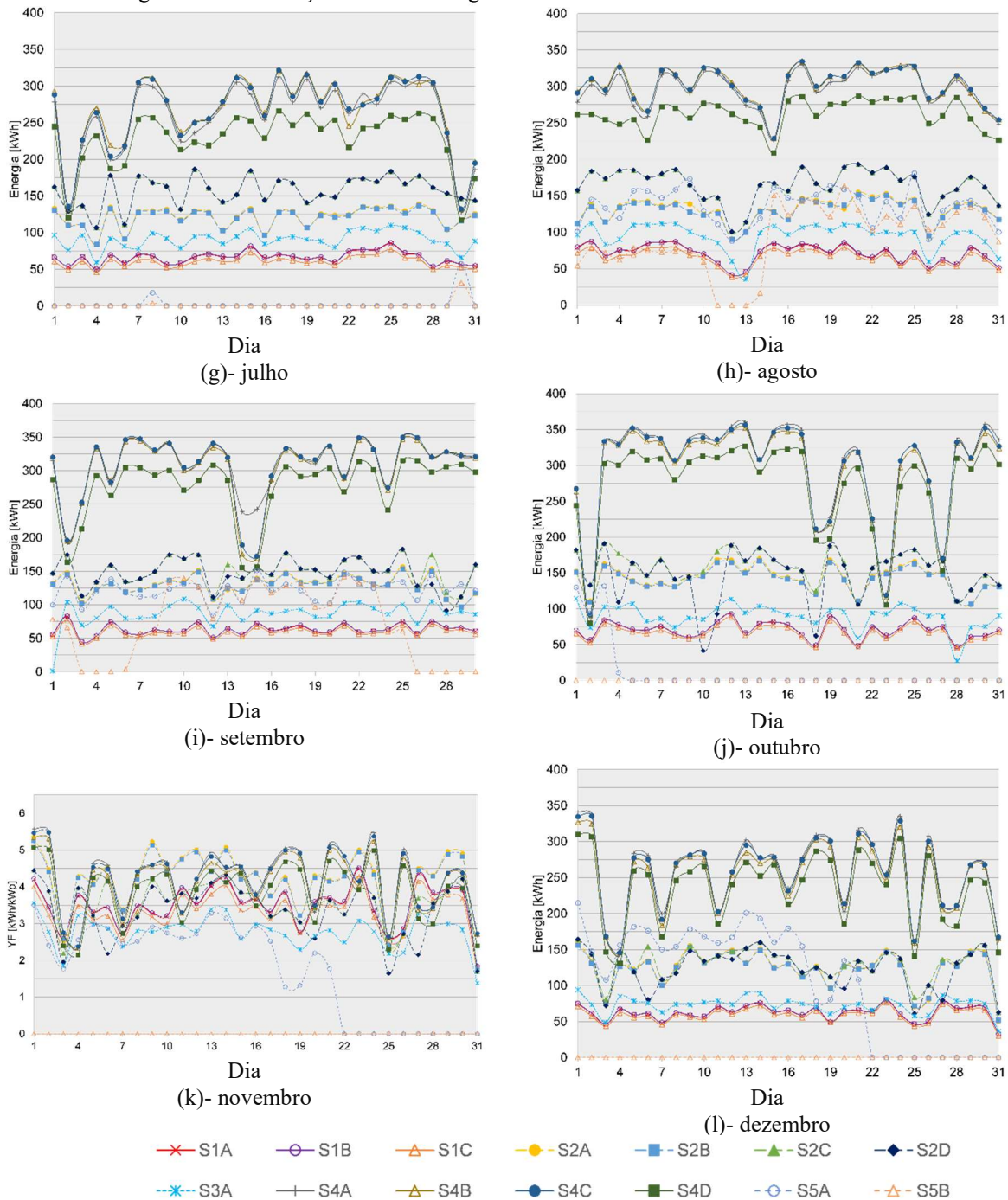
Situações como esta incorrem em baixo desempenho, aumentando as perdas no lado c.c. o que prejudica a operação do SPMP dos inversores submetidos a essas condições, principalmente os inversores centrais, que é o caso desses dois sistemas. Onde as séries FV em determinados momentos podem receber uma quantidade diferente de recurso solar, influenciando diretamente no PMP de trabalho do inversor (RODRIGUES, 2017 e TELES, 2017).

Figura 4.23 – Produção diária de energia elétrica referente ao ano de 2021 – Parte 1.



Fonte: Autor.

Figura 4.24 – Produção diária de energia elétrica referente ao ano de 2021 – Parte 2.



Fonte: Autor.

#### 4.4 Produtividade dos Sistemas

Apresenta-se de forma gráfica a produtividade diária de cada subsistema analisado para os anos de 2020 e 2021, da Figura 4.25 até a Figura 4.29. O mesmo comportamento gráfico na produtividade de cada subsistema é identificado naqueles sistemas que tiveram falhas no registro diário de produção de eletricidade, principalmente o Sistema 2 (2020) e o Sistema 5 (2020 e 2021).

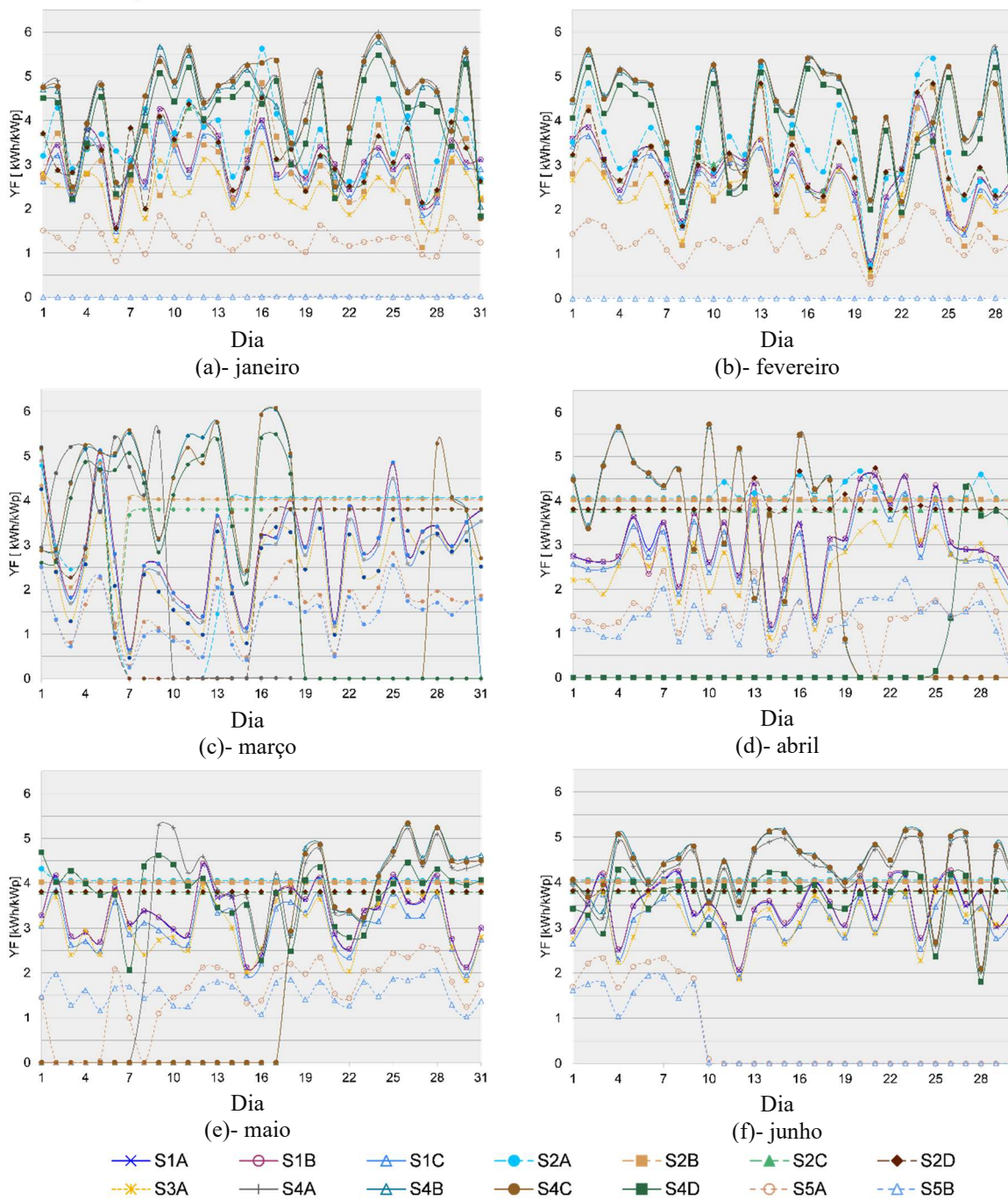
Na Tabela 4.6, Tabela 4.7, e Tabela 4.8 apresenta-se de forma resumida a produtividade final nos anos 2019, 2020 e 2021, respectivamente de cada subsistema. Conforme descrito no Capítulo 2 a produtividade final é a razão entre a produção de energia total c.a. pela potência total de módulo FV, e a potência de módulo pode ser determinada de acordo com o informado no dado de placa, ou seja, valor nominal, ou como visto na seção 4.1 através de ensaios de curva I-V para caracterização do gerador FV e determinação da potência FV real.

Portanto, todos os cálculos das figuras de mérito de avaliação de desempenho para os Sistema 4 e 5, foram determinados considerando a potência FV real obtida em campo, de acordo com a metodologia proposta no trabalho. Logo, o, Sistemas 4 e 5 possuem potência real de módulo 244,8 kWp (4x 61,2 kWp) e 97,92 kWp (1x 61,2 kWp + 1x 36,72 kWp), respectivamente.

Em 2019, o Sistema 3 alcançou a maior YF com valor anual de 1.099 kWh/kWp (ano), uma média mensal de 92 kWh/ kWp. O outro sistema que teve mais tempo de operação nesse ano, foi o Sistema 5, onde o S5A e S5B, tiveram uma YF mensal de 88 kWh/ kWp e 91 kWh/kWp, respectivamente. A produtividade do Sistema 3, assim como a do Sistema 5 foram penalizadas devido ambas as plantas FV sofrerem sombreamento parcial ao longo do ano, provocado pela própria edificação e prédios adjacentes.

Avaliando-se as YF a partir de 2020, ano em que todos os sistemas operaram continuamente, o S1C foi o que apresentou o menor desempenho entre os três subsistemas que compõem o Sistema 1, com 1.178 kWh/kWp (ano) ao passo que o S1B, obteve o melhor desempenho com YF de 1.276 kWh/kWp (ano), uma diferença de 97 kWh/kWp (ano) neste ano. Em 2020, novamente o S1B destaca-se como o subsistema que obteve maior YF, e o S1C, com o menor desempenho registrado.

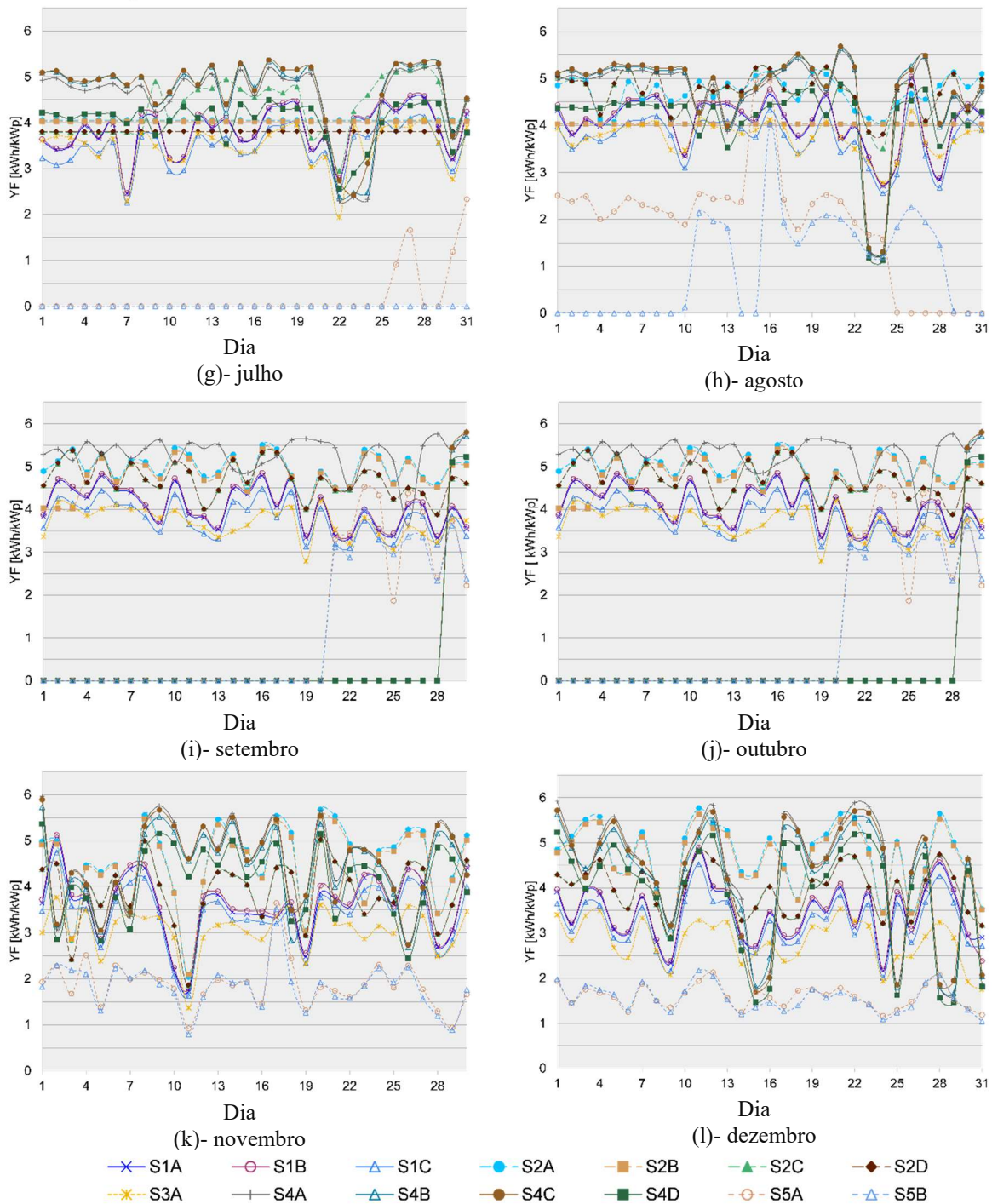
Figura 4.25 – Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2020 – Parte 1.



Fonte: Autor.



Figura 4.26 - Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2020 – Parte 2.



Fonte: Autor.

Conforme apresentado na Figura 3.4, a disposição do arranjo FV do S1C tem forte influência na diferença de desempenho frente aos outros dois subsistemas ao longo de sua operação, uma vez a diferença de YF entre o S1A e S1B é de 11 kWh/ kWp (ano) e 20 kWh/ kWp (ano) em 2020 e 2021, respectivamente.

Essa diferença de YF entre S1A e S1B, pode estar relacionada com sombreamento parcial produzido pela platibanda no início da manhã, além da sujidade (Figura 4.27) no arranjo



FV. Uma vez que a primeira manutenção de limpeza do Sistema 1 ocorreu em ago/2021 e depois somente em 05/10/2022.

Figura 4.27 – Arranjo FV com muita sujidade, Sistema 1 (53,46 kWp). Registro fotográfico realizado em 17/09/2022.



Fonte: Autor.

Para o Sistema 2, o S2A, foi o que alcançou melhor desempenho nos últimos dois anos, com 1.527 kWh/kWp (ano) e 1.525 kWh/kWp (ano) em 2020 e 2021, respectivamente, seguidos em ordem decrescente de YF do S2B, S2C e S2D. Entretanto, as Figura 4.25(“c” a “f”) e Figura 4.26(“g” e “h”) evidenciam problemas na plataforma de monitoramento onde nesses meses de 2020 o registro de produção energética diária dos inversores computaram uma produção numericamente igual em cada inversor, favorecendo um aumento de produtividade final. Ou seja, não há confiabilidade nos dados que permita afirmar que esse sistema obteve tal desempenho, devido à falha no monitoramento.

Para compreender o desempenho alcançado pelos sistemas é de suma importância o conhecimento do projeto *as built* do SFCR de acordo com o instalado em campo, registro de manutenções realizadas na planta, limpeza periódica dos módulos FV. Na fase de execução, adequar as séries de acordo com as águas de telhado (orientação e inclinação) disponível, quantidade de módulos e séries de acordo com a topologia de inversor adotada, são aspectos gerais que garantem que algumas perdas durante a operação do sistema sejam minimizadas. E como apresentado na seção 3 deste trabalho, os inversores instalados no Sistema 1, 4, e 5 (S5A) são de topologia central, portanto, possuem apenas um MPPT.

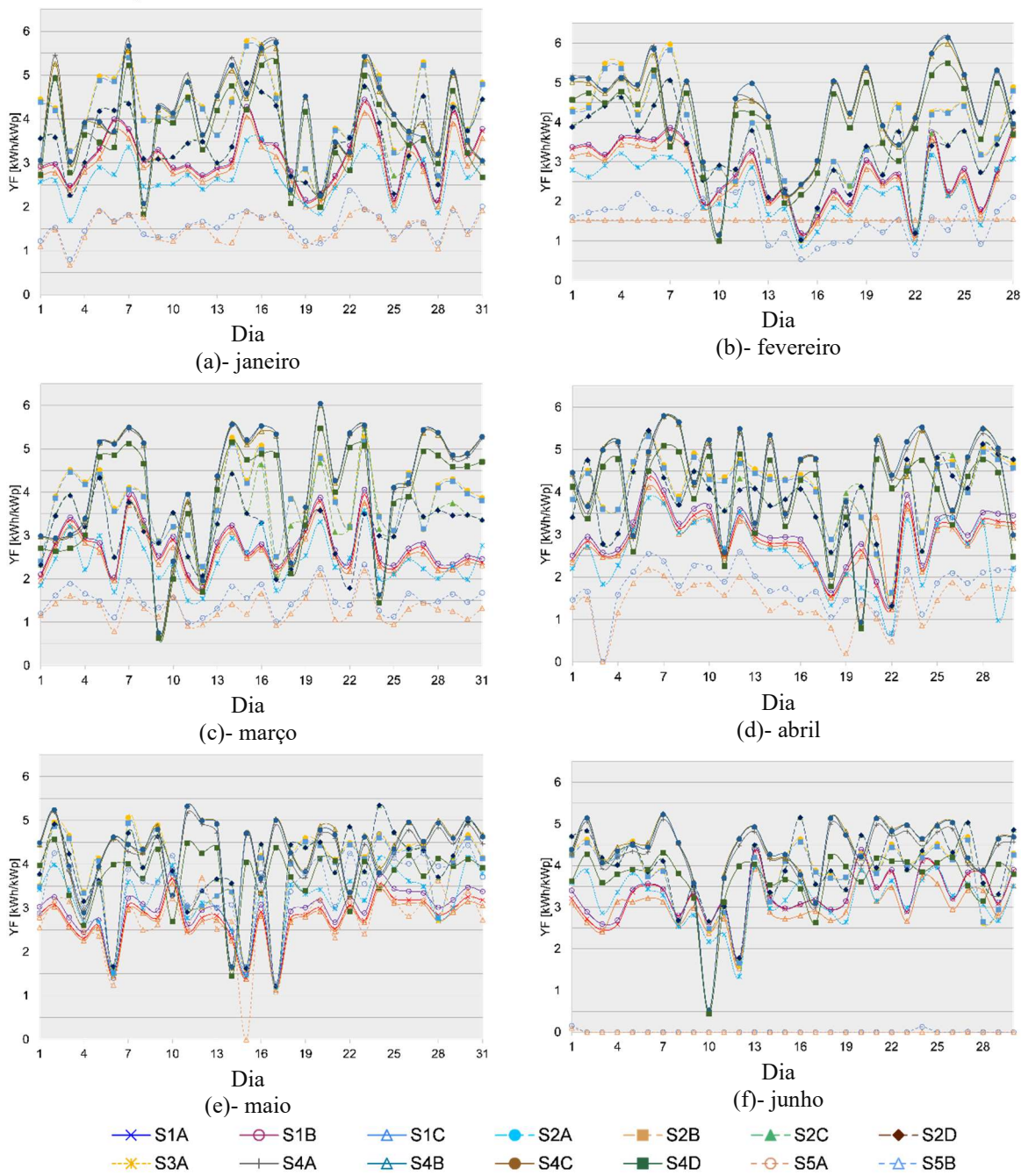
Isso ajuda a explicar o baixo desempenho do S4D desde o início da operação do sistema 4, onde possui o arranjo FV disposto em todas as águas de telhado, além de seis módulos em estrutura para laje com inclinação superior a 5° (inclinação dos telhados informada no projeto executivo), conforme Figura 3.20 e Figura 3.21.

Como todos os arranjos do Sistema 4 possuem suas fileiras/séries conectadas em paralelo no barramento c.c. do inversor, associações de séries de módulos em diferentes orientações e inclinações em paralelo implicará diretamente na perda de desempenho do sistema submetido a esta configuração, uma vez que o ponto de operação do MPPT do inversor poderá não ser o ótimo para todas as séries, já que o ponto sofre influência de vinte fileiras. Portanto, considerando como exemplo, que não tenha ocorrido nenhuma falha nos inversores no ano de 2021, a configuração das séries implementadas em campo para o arranjo “D” ajuda a entender o menor desempenho do sistema 5 entre os demais.

Em 2020 (Tabela 4.7) o S4A destacou-se com o melhor desempenho, com YF de 1.397 kWh/kWp (ano), 116 kWh/kWp média mensal. E conforme descrito anteriormente, a ausência de dados de alguns inversores nos meses de março (S4A), abril (S4A e S4D) e setembro (S4B, S4C e S4D), mais crítico em abril, com ausência total de dados para S4A. Em 2021, o S4C apresentou o melhor desempenho com média mensal de 136 kWh/kWp, 1.630 kWh/kWp (ano). Já os números de YF para o S4D são 137 kWh/kWp, 95 kWh/kWp, e 121 kWh/kWp, média mensal em 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Avaliando-se a YF nos meses de julho a novembro, período de maior produção energética devido a maior disponibilidade de recurso solar, o S4D, sempre apresenta o menor desempenho. A produtividade máxima atingida pelos sistemas desde o início da operação foi em set/2019 (Tabela 4.6) onde os demais subsistemas atingiram 162 kWh/kWp e o S5D alcançou 143 kWh/kWp, 11% a menos que os demais. Essa diferença proporcional no desempenho, é observada no mesmo período em 2020 (Tabela 4.7).

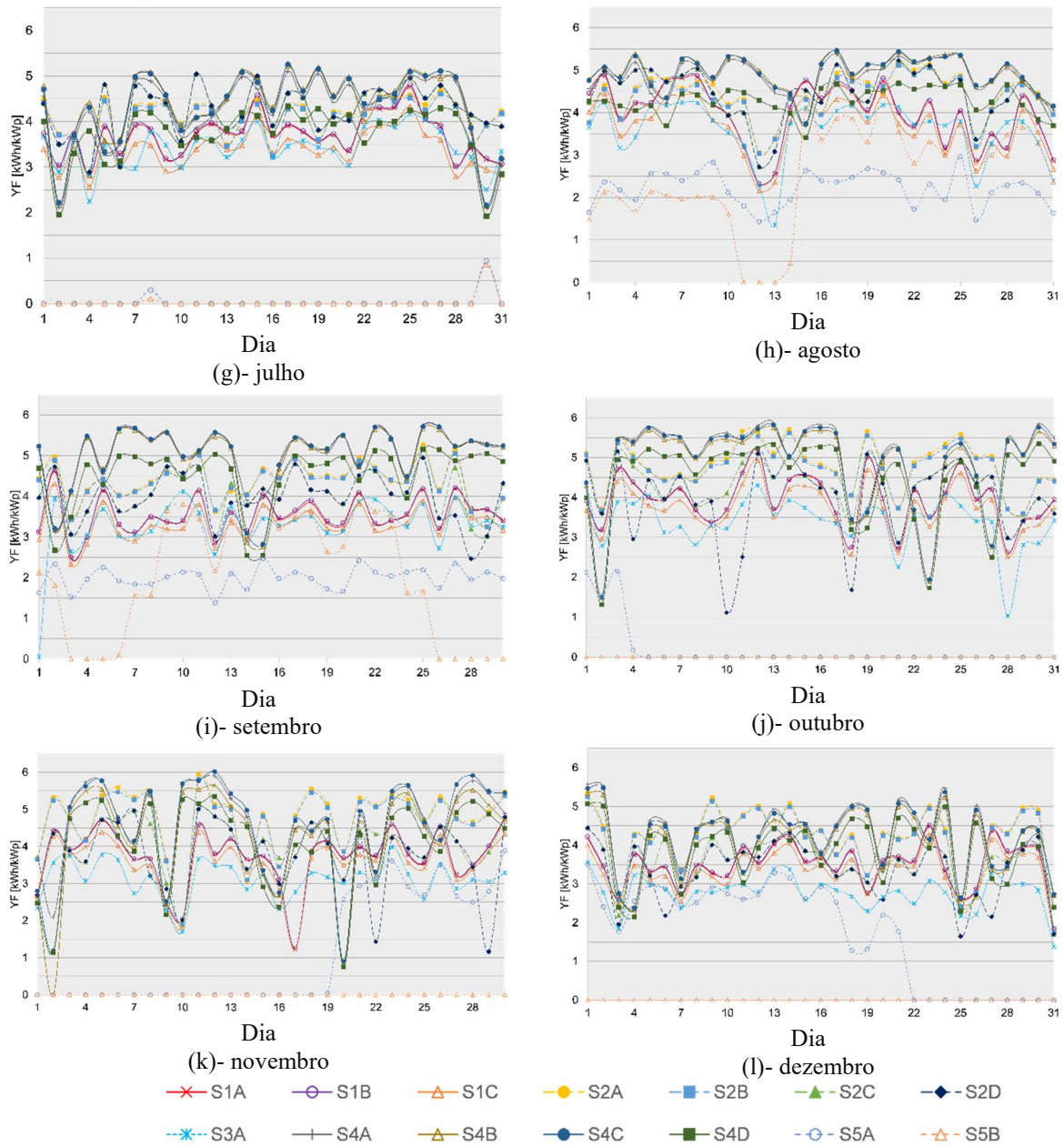
Figura 4.28 – Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2021 – Parte 1.



Fonte: Autor.



Figura 4.29 – Produtividade Final diária referente aos meses do ano de 2021 – Parte 2.



Fonte: Autor.

Tabela 4.6 – Produtividade final por subsistema em 2019.

Mês	Produtividade Final [kWh/ kWp]													
	2019													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82 kWp	17,82 kWp	17,82 kWp	29,7 kWp	29,7 kWp	36,96 kWp	36,96 kWp	26,4 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	36,72 kWp
Janeiro	-	-	-	-	-	-	-	79	-	-	-	-	-	-
Fevereiro	-	-	-	-	-	-	-	56	-	-	-	-	-	-
Março	-	-	-	-	-	-	-	73	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-	-	73	-	-	-	-	92	78
Maio	-	-	-	-	-	-	-	94	-	-	-	-	107	87
Junho	94	95	82	-	-	-	-	104	-	-	-	-	126	104
Julho	119	119	108	-	-	-	-	109	-	-	-	-	126	103
Agosto	126	127	117	-	-	-	-	118	133	162	161	140	58	110
Setembro	123	123	115	-	-	-	-	110	162	161	162	143	22	50
Outubro	125	125	119	-	-	-	-	101	159	156	157	146	71	109
Novembro	115	115	109	20	17	2	2	94	137	134	135	125	101	98
Dezembro	108	108	103	61	51	64	64	89	144	140	141	130	<b>87</b>	<b>83</b>
<b>Mensal</b>	<b>116</b>	<b>116</b>	<b>108</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>92</b>	<b>147</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>137</b>	<b>88</b>	<b>91</b>
<b>Anual</b>	<b>811</b>	<b>811</b>	<b>755</b>	<b>80</b>	<b>69</b>	<b>66</b>	<b>66</b>	<b>1.099</b>	<b>735</b>	<b>753</b>	<b>756</b>	<b>685</b>	<b>789</b>	<b>822</b>

Fonte: Autor.

Tabela 4.7 – Produtividade final por subsistema em 2020.

Mês	Produtividade Final [kWh/ kWp]													
	2020													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82 kWp	17,82 kWp	17,82 kWp	29,7 kWp	29,7 kWp	36,96 kWp	36,96 kWp	26,4 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	36,72 kWp
Janeiro	<b>95</b>	<b>95</b>	<b>89</b>	109	90	98	98	<b>75</b>	138	134	137	126	<b>81</b>	<b>77</b>
Fevereiro	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>77</b>	96	76	87	86	<b>68</b>	119	119	111	37	<b>73</b>	<b>67</b>
Março	<b>91</b>	<b>92</b>	<b>86</b>	93	118	113	79	<b>77</b>	42	96	98	76	<b>94</b>	<b>82</b>
Abril	<b>92</b>	<b>92</b>	<b>86</b>	125	121	114	117	<b>77</b>	0	76	76	17	<b>81</b>	<b>77</b>
Maiο	102	103	94	126	125	118	118	95	97	60	60	116	<b>92</b>	<b>94</b>
Junho	105	106	95	122	121	114	114	96	126	131	131	110	19	93
Julho	119	120	108	126	125	135	118	108	140	144	146	125	25	102
Agosto	125	127	115	146	125	146	147	116	144	147	148	128	59	102
Setembro	121	123	113	149	144	141	141	111	159	11	11	10	39	35
Outubro	119	121	113	153	151	136	136	105	161	156	161	147	93	102
Novembro	108	110	103	136	134	117	117	92	137	133	135	124	102	99
Dezembro	107	108	101	147	144	123	123	87	134	130	132	120	<b>94</b>	<b>92</b>
<b>Mensal</b>	<b>105</b>	<b>106</b>	<b>98</b>	<b>127</b>	<b>123</b>	<b>120</b>	<b>116</b>	<b>92</b>	<b>116</b>	<b>111</b>	<b>112</b>	<b>95</b>	<b>71</b>	<b>85</b>
<b>Anual</b>	<b>1.265</b>	<b>1.276</b>	<b>1.178</b>	<b>1.527</b>	<b>1.474</b>	<b>1.442</b>	<b>1.395</b>	<b>1.105</b>	<b>1.397</b>	<b>1.337</b>	<b>1.346</b>	<b>1.136</b>	<b>851</b>	<b>1.021</b>

Fonte: Autor.



Tabela 4.8 – Produtividade final por subsistema em 2021.

Mês	Produtividade Final [kWh/ kWp]													
	2021													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82 kWp	17,82 kWp	17,82 kWp	29,7 kWp	29,7 kWp	36,96 kWp	36,96 kWp	26,4 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	36,72 kWp
Janeiro	97	98	92	130	128	110	110	83	127	124	125	115	88	85
Fevereiro	75	76	71	102	102	91	90	64	121	120	122	111	72	67
Março	83	85	80	118	117	106	98	75	130	130	131	120	90	76
Abril	86	90	85	124	123	118	117	77	128	129	130	117	101	82
Maiο	85	91	83	119	118	122	121	98	131	135	135	117	111	84
Junho	98	99	90	114	113	120	119	95	127	131	130	110	102	81
Julho	114	115	105	127	126	132	132	106	132	135	135	115	7	94
Agosto	123	124	114	137	135	138	138	111	150	153	153	133	70	106
Setembro	106	107	100	132	131	122	120	98	152	150	151	136	61	99
Outubro	122	123	115	149	147	133	124	105	152	149	151	138	4	109
Novembro	111	112	106	143	141	121	113	93	136	129	137	122	92	97
Dezembro	108	109	103	130	128	110	104	86	131	128	130	119	83	86
<b>Mensal</b>	<b>101</b>	<b>102</b>	<b>95</b>	<b>127</b>	<b>126</b>	<b>119</b>	<b>115</b>	<b>91</b>	<b>135</b>	<b>134</b>	<b>136</b>	<b>121</b>	<b>74</b>	<b>89</b>
<b>Anual</b>	<b>1.208</b>	<b>1.228</b>	<b>1.144</b>	<b>1.525</b>	<b>1.509</b>	<b>1.423</b>	<b>1.385</b>	<b>1.091</b>	<b>1.616</b>	<b>1.613</b>	<b>1.630</b>	<b>1.453</b>	<b>882</b>	<b>1.066</b>

Fonte: Autor.

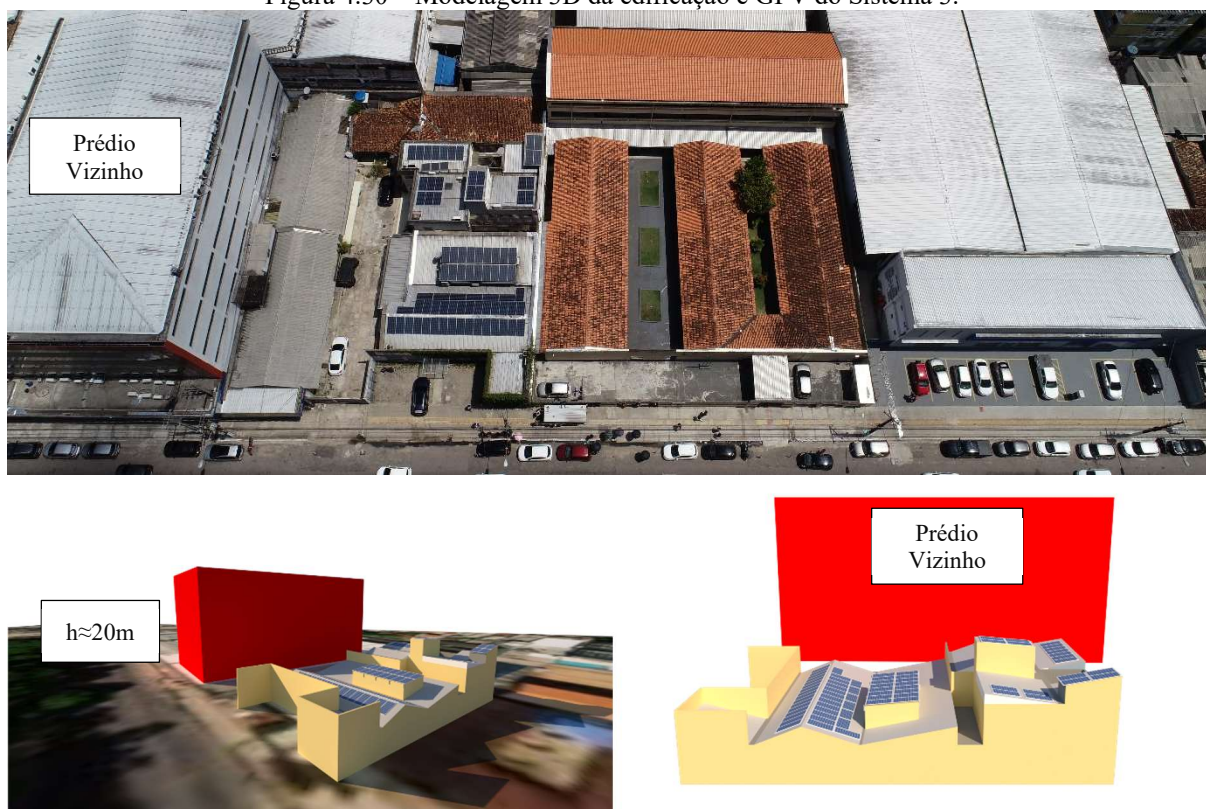
#### 4.4.1 Comportamento do Sombreamento sobre o GFV do Sistema 3

Com o auxílio do *software sketchup*, realizou-se a modelagem 3D da edificação, de modo estimar o comportamento do sombreamento parcial projetado pela própria edificação em que o Sistema 3 está instalado e uma edificação adjacente de maior relevância para as análises, e assim embasar as afirmações que foram realizadas acerca do baixo desempenho influenciado principalmente pelo sombreamento. No Apêndice B, apresentam-se as imagens da simulação ao longo do ano nos horários definidos na simulação.

Simulações como essa permitem, a partir da modelagem volumétrica dos principais objetos ou edificações adjacentes que possam influenciar no desempenho esperado da planta FV, obter imagens do sombreamento estimado para o dia, mês e hora de interesse. Ainda que não se tenha posse das plantas arquitetônicas das edificações vizinhas, dimensões estimadas coletadas através do *Google Earth* ou *Google Maps* permitem ao projetista uma boa estimativa do comportamento do sombreamento projetado ao longo do ano, uma vez que dificilmente haverá uma fonte de dados históricas de imagens aéreas do local desejado para o dia, mês e hora.

Sendo assim, considerou-se uma altura estimada da edificação adjacente de 20 m, distante 15 metros da edificação onde o Sistema 3 está instalado. O critério de escolha do dia considerado para a simulação, foi um dia próximo aos Equinócios e Solstícios, neste caso, o dia 22 de cada mês. Isso porque o comportamento do sombreamento não se repete todos os meses nos mesmos horários, portanto, nesta seção são destacados apenas os períodos considerados de maior impacto, observados na simulação 3D. Dessa forma, observou-se que o sombreamento no período da manhã é mais significativo nos meses de novembro a janeiro, conforme apresentados na Figura 4.31.

Figura 4.30 – Modelagem 3D da edificação e GFV do Sistema 3.



Fonte: Autor.

Figura 4.31 – Avaliação do sombreamento para os meses em que o impacto no período da manhã demonstra ser mais significativo. Simulação realizada para o dia 22 de cada mês.



Fonte: Autor.

No mês de janeiro e dezembro (Figura 4.31 “a” e “d”) o sombreamento cessa completamente às 10h, e nos meses de fevereiro e novembro (Figura 4.31 “b” e “c”) o sombreamento cessa às 9h30. Observou-se ainda que as séries “A1” sofrem sombreamento

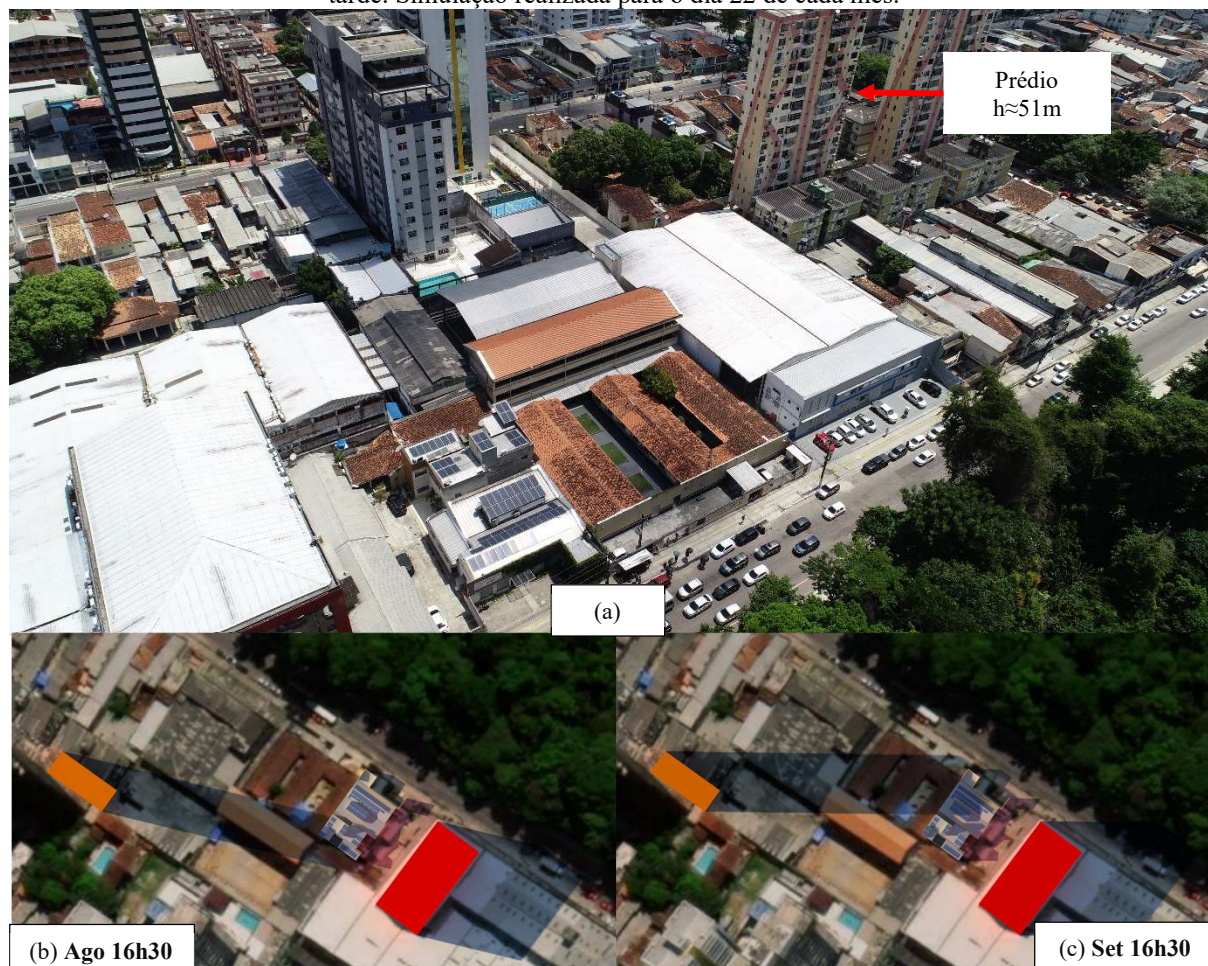


projetado pela platibanda logo pela manhã bem cedo (8 às 9h) nos meses de fevereiro a setembro.

Já no período da tarde, o Sistema 3 sofre com o sombreamento projetado pela própria edificação, com início de sombreamento nas séries “A2” e “A4” às 15h nos meses de janeiro a março e posteriormente de outubro a dezembro. Observou-se que nos meses de abril e agosto o sombreamento tem início às 16h nas séries “A2” e “A4”, já nos meses de maio, junho e julho o sombreamento nessas mesmas séries só inicia 17h, sendo nestes meses o menor impacto do sombreamento no período da tarde, com sombras no final do dia.

Um detalhe observado, ainda no período da tarde é que nos meses de agosto e setembro a partir das 16h30 o Sistema 3, sofre sombreamento projetado por um prédio que se encontra em outro quarteirão, indicado na Figura 4.32 “a”. As imagens da simulação para este horário são apresentadas na Figura 4.32 (“b” e “c”).

Figura 4.32 – Avaliação de sombreamento para os meses em que o sombreamento é registrado no período da tarde. Simulação realizada para o dia 22 de cada mês.



Fonte: Autor.

#### 4.4.2 Avaliação Pontual do Resultado de YF para o Sistema 5

Para o Sistema 5 realizou-se uma avaliação pontual neste trabalho para compreender melhor e interpretar os resultados de YF dos subsistemas S5A e S5B (Tabela 4.7 e Tabela 4.8) e sua produtividade total por ano (Tabela 4.9). Com o mesmo objetivo da modelagem realizada para o Sistema 3, apresenta-se nesta seção o modelo 3D considerado nas análises do Sistema 5 auxiliando o entendimento do comportamento estimado do sombreamento parcial projetado pelo prédio da JFPA e uma edificação adjacente (Figura 4.33 “a” e “b”) de maior relevância para as análises, e assim embasar as afirmações que são realizadas acerca do baixo desempenho influenciado principalmente pelo sombreamento.

Como o sombreamento é projetado por prédios posicionados em duas direções bem próximas ao GFV do Sistema 5, considerou-se as datas das simulações, referente às datas dos equinócios e solstícios, considerando que o comportamento das sombras é semelhante entre estações.

Figura 4.33 – Vista aérea do SFCR instalado no Sistema 5 (a) e da modelagem 3D realizada (b).



Fonte: Autor.

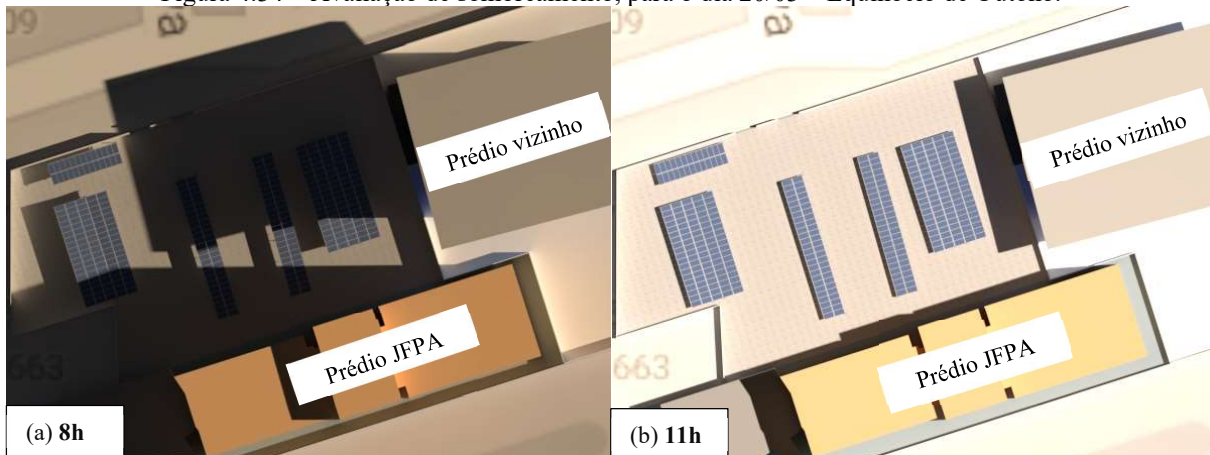
Foram consideradas as dimensões do projeto arquitetônico do prédio, fornecidas pela equipe técnica da JFPA Belém, e medições realizadas durante os ensaios de curva I-V, a fim de obter as dimensões reais do SFCR e localização das estruturas que sustentam o gerador FV. As dimensões do prédio adjacente foram coletadas a partir do *Google Earth*. Vegetações próximas não foram modeladas devido à sua característica dinâmica de crescimento, e de simples manutenção caso seja necessário o serviço de poda da copa. Entretanto, para ser ter uma noção da sombra projetada pela copa das árvores, modelou-se o muro da edificação em estudo, embora a geometria do muro seja regular e diferente da geometria irregular da árvore, serve como base para visualizar uma possível influência, caso haja (Figura 4.33 “b”).

Apresenta-se, na Figura 4.34 até a Figura 4.37, como resultado simplificado a avaliação do sombreamento simulado nas datas referentes aos equinócios e solstícios, num horário da



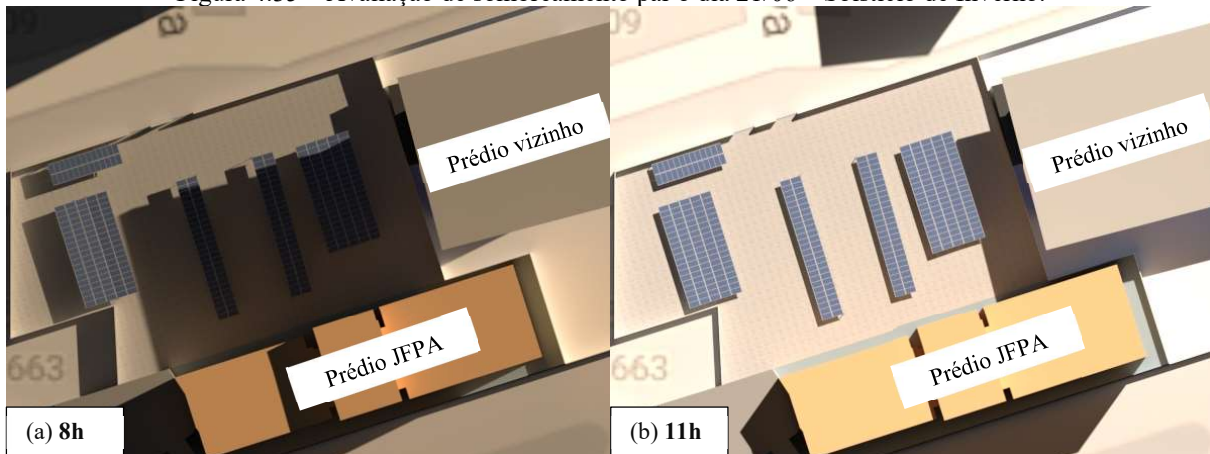
manhã e da tarde, ou seja, a partir do horário que inicia e termina o sombreamento, em seu respectivo turno.

Figura 4.34 – Avaliação de sombreamento, para o dia 20/03 – Equinócio de Outono.



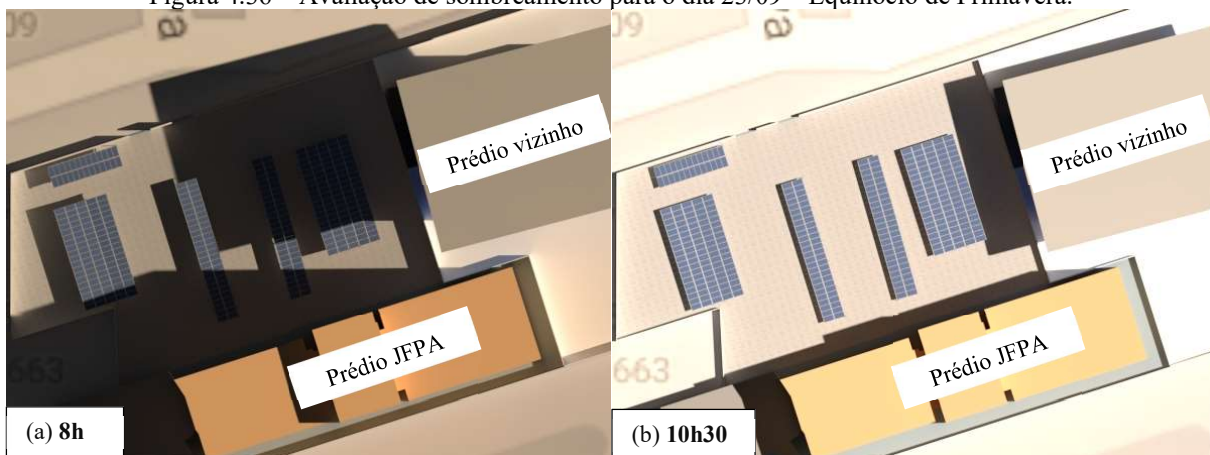
Fonte: Autor.

Figura 4.35 – Avaliação de sombreamento par o dia 21/06 – Solstício de Inverno.



Fonte: Autor.

Figura 4.36 – Avaliação de sombreamento para o dia 23/09 – Equinócio de Primavera.



Fonte: Autor.

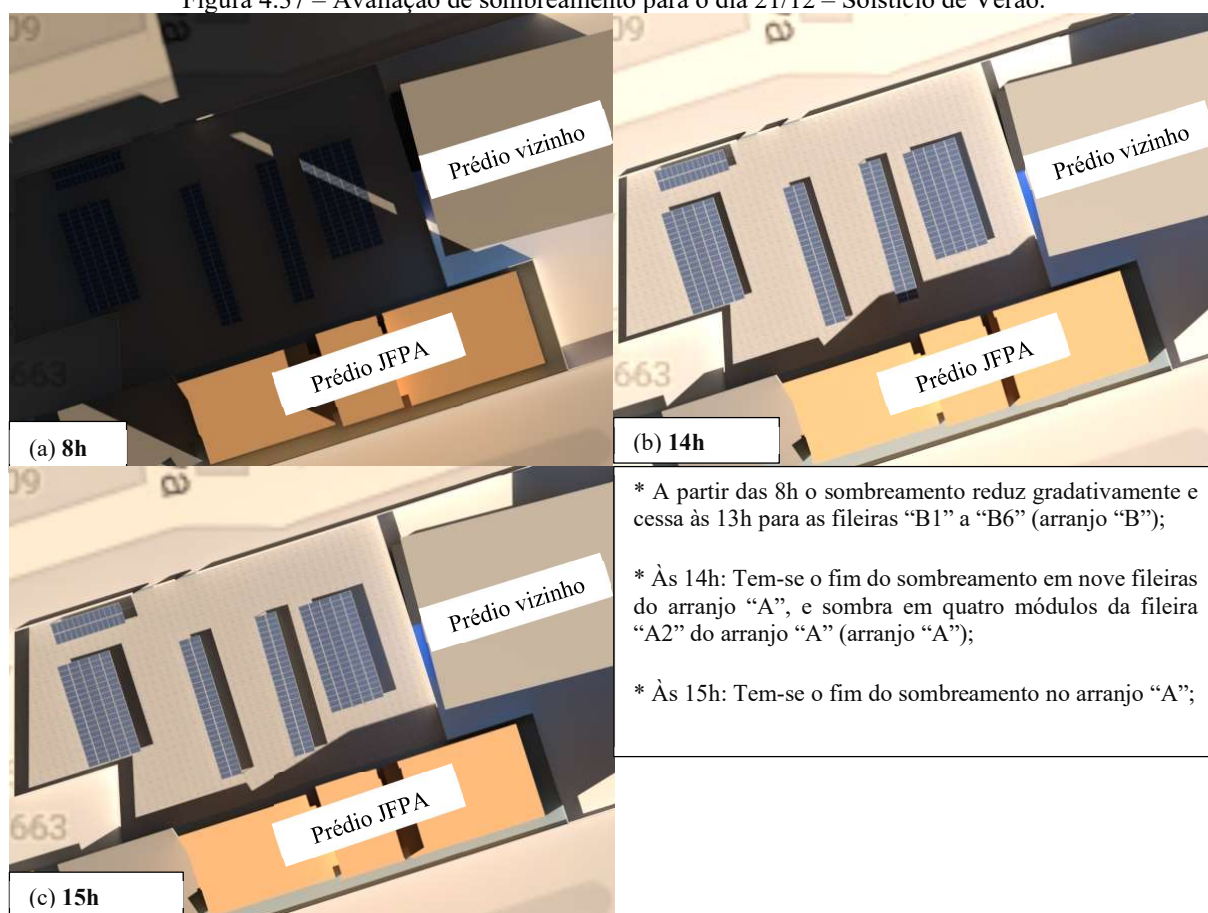
Após a simulação avaliando-se os meses que compreendem os equinócios de outono (Figura 4.34), solstício de inverno (Figura 4.35) e equinócio de primavera (Figura 4.36), não



foram identificados sombreamento no turno da tarde (12h às 16h30). Em todos os meses ocorre sombreamento parcial durante a manhã projetado pelo próprio prédio da JFPA e pelo prédio vizinho, este último cessa na maioria dos meses às 11h, exceto na primavera (Figura 4.36 “b”).

Para o solstício de verão, Figura 4.37, observou-se que o sombreamento projetado pelo prédio da JPFA cessa às 13h para o arranjo “B”, e para a série “A2” do arranjo “A” cessa somente a partir das 15h (Figura 4.37), de acordo com a identificação das séries apresentadas no *layout* do arranjo FV (Figura 3.26).

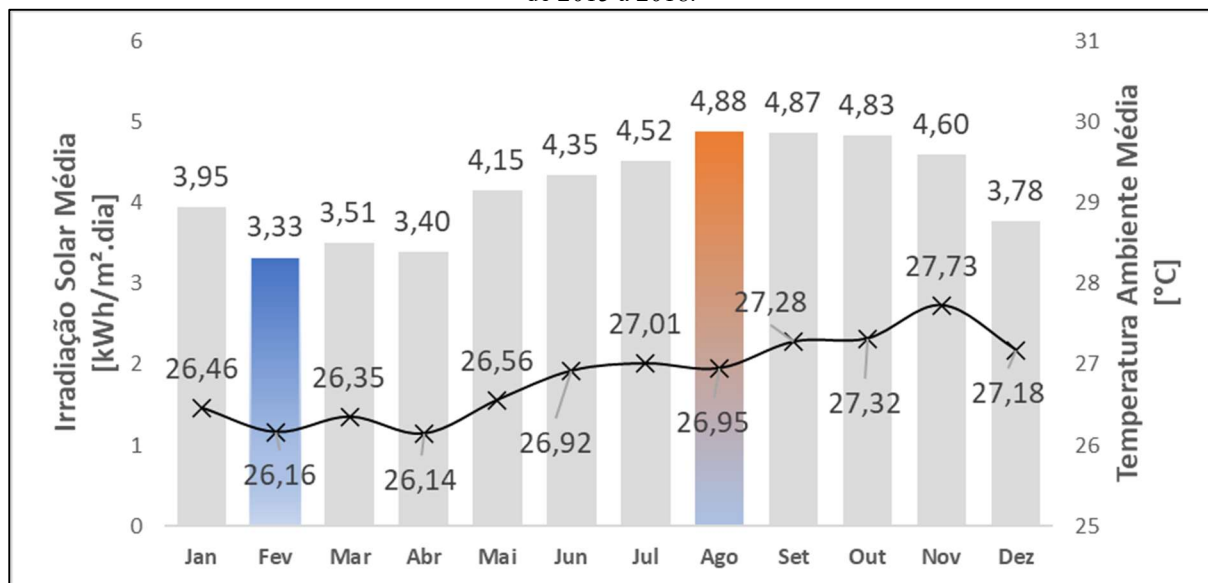
Figura 4.37 – Avaliação de sombreamento para o dia 21/12 – Solstício de Verão.



Fonte: Autor.

Desta forma a simulação possibilitou identificar os meses que o período de sombreamento (8 às 10h) é mais prolongado no arranjo “A”, compreendido entre os meses de junho a dezembro, isso ajuda a entender o baixo desempenho desse sistema nesses meses, período este que compreende todo o verão amazônico, conforme mostra série histórica de radiação coletadas no plano horizontal a partir de uma estação meteorológica considerada nos estudos de Silva *et al.*, (2020), Figura 4.38.

Figura 4.38 – Irradiação solar média diária e temperatura ambiente média diária, para o período de monitoração de 2015 a 2018.



Fonte: Adaptado de SILVA *et al.*, (2020).

Esta estação se encontra instalada na área de testes do GEDAE/ UFPA localizada no campus Guamá da Universidade Federal do Pará, em um bairro relativamente próximo à edificação JFPA Belém, distantes 5 km, aproximadamente. Onde observa-se em fevereiro a produção dos sistemas tenderá a ser menor devido ao fato das condições meteorológicas da região.

O efeito do sombreamento praticamente desaparece nos meses chuvosos (destacados na Tabela 4.6 até Tabela 4.9), devido ao alto índice da componente difusa de irradiância, uma vez que o sombreamento é mais crítico nos meses com elevados índices de componente direta de irradiância, este fato é evidenciado nos trabalhos de Rodrigues (2017) e Rodrigues *et al.*, (2018).

Seguindo a análise para o arranjo “B” tem-se que o sombreamento é ainda mais prolongado (8 às 11) nos meses de dezembro a junho, período que compreende totalmente o inverno amazônico, onde o S5B obteve seu menor desempenho mensal, conforme resumo de produtividade mensal apresentado na Tabela 4.7 e Tabela 4.8.

A partir da Tabela 4.6 observa-se que no primeiro ano de produção energética do S5B apresentou o melhor desempenho com 91 kWh/kWp média mensal, estando o desempenho do S5A ligeiramente próximo com 88 kWh/kWp em média, ambos considerados baixos quando comparados aos resultados obtidos por outros sistemas instalados na região e avaliados por Teles (2017). O mesmo ocorre no ano seguinte (Tabela 4.7), com o S5B alcançando desempenho superior. Em 2021 (Tabela 4.8), ambos os sistemas obtiveram seu maior desempenho anual, com 882 kWh/ kWp e 1.066 kWh/kWp para o S5A e S5B, respectivamente.

Tabela 4.9 – Produtividade final por SFCR de 2019 a 2021.

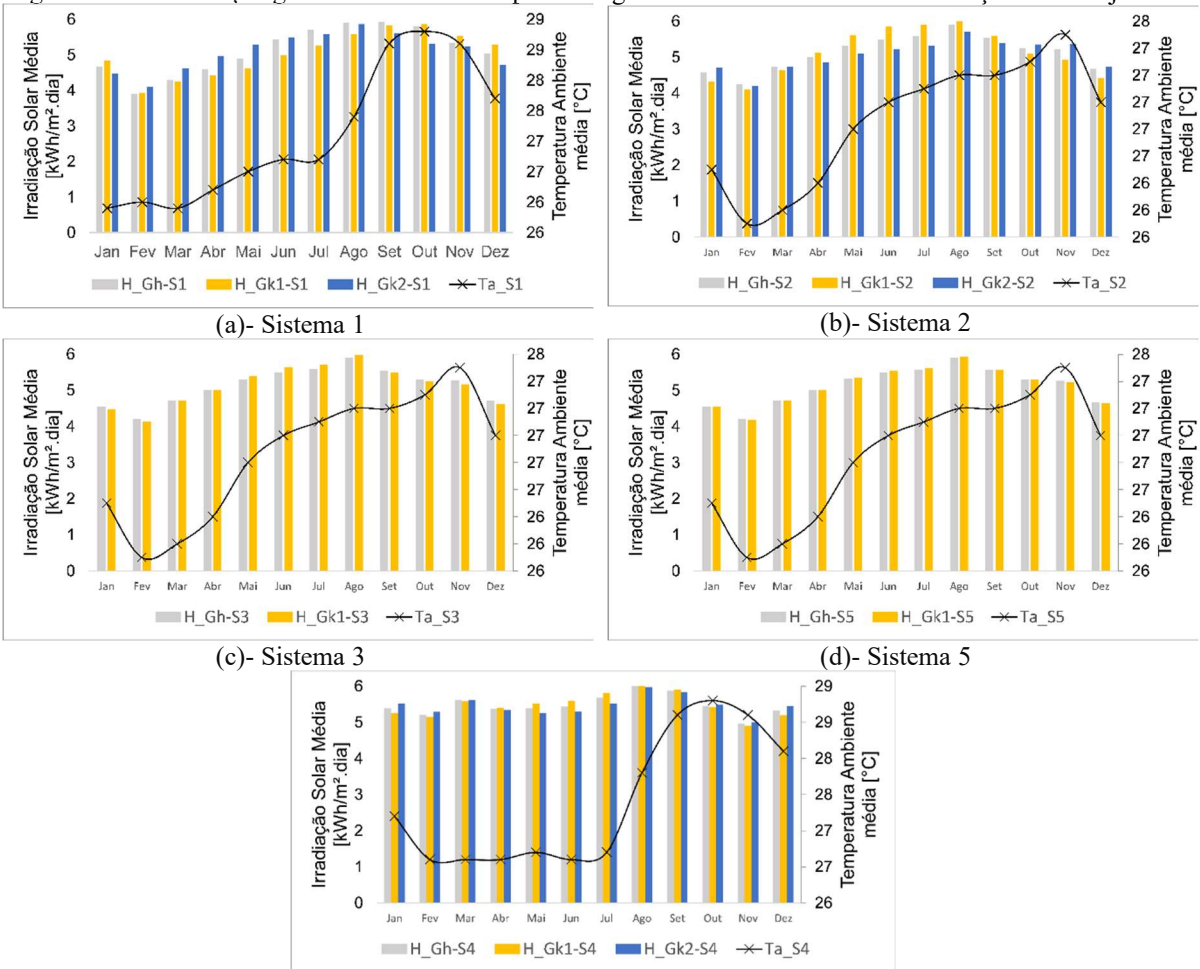
Mês	Produtividade Final [kWh/ kWp]														
	2019					2020					2021				
	Sist. 1	Sist. 2	Sist. 3	Sist. 4	Sist. 5	Sist. 1	Sist. 2	Sist. 3	Sist. 4	Sist. 5	Sist. 1	Sist. 2	Sist. 3	Sist. 4	Sist. 5
	53,46 kWp	133,32 kWp	26,4 kWp	244,8 kWp	97,92 kWp	53,46 kWp	133,32 kWp	26,4 kWp	244,8 kWp	97,92 kWp	53,46 kWp	133,32 kWp	26,4 kWp	244,8 kWp	97,92 kWp
Janeiro	-	-	<b>79</b>	-	-	<b>93</b>	<b>99</b>	<b>75</b>	134	<b>79</b>	96	118	<b>83</b>	123	<b>87</b>
Fevereiro	-	-	<b>56</b>	-	-	<b>80</b>	<b>86</b>	<b>68</b>	<b>96</b>	<b>71</b>	<b>74</b>	96	<b>64</b>	118	<b>70</b>
Março	-	-	<b>73</b>	-	-	<b>89</b>	100	<b>77</b>	<b>78</b>	<b>89</b>	<b>83</b>	109	<b>75</b>	128	<b>85</b>
Abril	-	-	<b>73</b>	-	86	<b>90</b>	119	<b>77</b>	<b>42</b>	<b>80</b>	<b>87</b>	120	<b>77</b>	126	<b>94</b>
Maiο	-	-	94	-	99	100	121	95	<b>84</b>	<b>92</b>	<b>86</b>	120	98	129	<b>101</b>
Junho	90	-	104	-	117	102	117	96	125	46	96	117	95	125	94
Julho	115	-	109	-	117	115	126	108	139	54	111	129	106	129	40
Agosto	123	-	118	149	78	122	142	116	142	75	120	137	111	147	84
Setembro	120	-	110	157	33	119	143	111	<b>48</b>	37	104	126	98	147	75
Outubro	123	-	101	154	85	117	143	105	156	96	120	137	105	147	44
Novembro	113	-	94	133	100	107	125	92	132	101	110	128	93	131	94
Dezembro	107	2	89	139	86	105	133	87	129	93	107	117	86	127	84
<b>Mensal</b>	<b>66</b>	<b>0</b>	<b>92</b>	<b>61</b>	<b>67</b>	<b>103</b>	<b>121</b>	<b>92</b>	<b>109</b>	<b>76</b>	<b>99</b>	<b>121</b>	<b>91</b>	<b>131</b>	<b>79</b>
<b>Anual</b>	<b>792</b>	<b>2</b>	<b>1.099</b>	<b>732</b>	<b>801</b>	<b>1.240</b>	<b>1.455</b>	<b>1.105</b>	<b>1.304</b>	<b>915</b>	<b>1.193</b>	<b>1.454</b>	<b>1.091</b>	<b>1.578</b>	<b>951</b>

Fonte: Autor.

## 4.5 Rendimento Global (PR)

Conforme apresentado na metodologia do trabalho, uma alternativa para estimar o valor do rendimento global de cada sistema considerou-se como fonte de dados meteorológicos o *software Meteonorm v8.0* para coleta de irradiação e temperatura ambiente mensal, média histórica contemporânea<sup>17</sup> (2000 – 2019), já que os sistemas não possuem estação meteorológica no local de instalação. Os dados de irradiação apresentados no gráfico referem-se ao plano horizontal e ao plano inclinado do gerador FV, a partir do desvio azimutal de cada sistema. A Figura 4.39(“a”-“e”) resume de forma gráfica o perfil de irradiação e temperatura ambiente para cada sistema. Observa-se que a condição meteorológica onde se encontram os sistemas 1, 2, 3, e 5, Belém/PA, se assemelham bastante, pelo perfil do gráfico de irradiação e perfil de temperatura, diferente do observado na Figura 4.39(e) para o município de Santarém/PA. Na lista de siglas se encontra a descrição completa de cada legenda apresentada nesta seção. Os dados de irradiação são apresentados nas Tabela 4.10 e Tabela 4.11.

Figura 4.39 – Irradiação global horizontal e no plano do gerador FV de acordo com orientação do arranjo FV.



Fonte: *Meteonorm v8.0*.

<sup>17</sup> <https://meteonorm.com/en/meteonorm-version-8>. Acessado em 25/10/2022.

Tabela 4.10 – Dados de irradiação média mensal global no plano horizontal e inclinado para cada sistema avaliado.

Mês	H_Gh-S1 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S1 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk2-S1 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S2 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S2 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk2-S2 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S3 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S3 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S4 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S4 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk2-S4 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S5 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S5 [kWh/m <sup>2</sup> ]
Janeiro	145	150	139	142	134	146	141	139	167	163	171	141	141
Fevereiro	109	110	115	119	115	118	118	116	146	144	148	118	117
Março	133	132	143	147	144	147	146	146	174	173	174	146	146
Abril	138	133	149	150	154	146	150	150	161	162	160	150	150
Maiο	152	143	164	165	174	158	164	167	167	171	163	165	166
Junho	163	150	165	165	176	157	165	169	163	168	159	165	166
Julho	177	163	173	173	183	165	173	177	176	180	171	173	174
Agosto	183	173	182	183	190	177	183	185	188	191	185	183	184
Setembro	178	175	168	166	168	162	166	165	176	177	175	167	167
Outubro	180	182	165	163	158	166	164	163	169	168	170	164	164
Novembro	160	166	157	157	148	161	158	155	149	147	150	158	157
Dezembro	156	164	146	145	137	147	146	143	165	161	169	145	144
<b>Média Mensal</b>	<b>156</b>	<b>153</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	<b>157</b>	<b>154</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	<b>167</b>	<b>167</b>	<b>166</b>	<b>156</b>	<b>156</b>
<b>Ano</b>	<b>1.874</b>	<b>1.841</b>	<b>1.866</b>	<b>1.875</b>	<b>1.881</b>	<b>1.850</b>	<b>1.874</b>	<b>1.875</b>	<b>2.001</b>	<b>2.005</b>	<b>1.995</b>	<b>1.875</b>	<b>1.876</b>

Fonte: *Meteonorm v8.0.*



Tabela 4.11 – Dados de irradiação média diária global no plano horizontal e inclinado para cada sistema avaliado.

Mês	H_Gh-S1 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S1 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk2-S1 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S2 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S2 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk2-S2 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S3 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S3 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S4 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S4 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk2-S4 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gh-S5 [kWh/m <sup>2</sup> ]	H_Gk1-S5 [kWh/m <sup>2</sup> ]
Janeiro	4,7	4,8	4,5	4,6	4,3	4,7	4,5	4,5	5,4	5,3	5,5	4,5	4,5
Fevereiro	3,9	3,9	4,1	4,3	4,1	4,2	4,2	4,1	5,2	5,1	5,3	4,2	4,2
Março	4,3	4,3	4,6	4,7	4,6	4,7	4,7	4,7	5,6	5,6	5,6	4,7	4,7
Abril	4,6	4,4	5,0	5,0	5,1	4,9	5,0	5,0	5,4	5,4	5,3	5,0	5,0
Maio	4,9	4,6	5,3	5,3	5,6	5,1	5,3	5,4	5,4	5,5	5,3	5,3	5,4
Junho	5,4	5,0	5,5	5,5	5,9	5,2	5,5	5,6	5,4	5,6	5,3	5,5	5,5
Julho	5,7	5,3	5,6	5,6	5,9	5,3	5,6	5,7	5,7	5,8	5,5	5,6	5,6
Agosto	5,9	5,6	5,9	5,9	6,1	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,0	5,9	5,9
Setembro	5,9	5,8	5,6	5,5	5,6	5,4	5,5	5,5	5,9	5,9	5,8	5,6	5,6
Outubro	5,8	5,9	5,3	5,3	5,1	5,4	5,3	5,3	5,5	5,4	5,5	5,3	5,3
Novembro	5,3	5,5	5,2	5,2	4,9	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	5,0	5,3	5,2
Dezembro	5,0	5,3	4,7	4,7	4,4	4,7	4,7	4,6	5,3	5,2	5,5	4,7	4,6
<b>Média Diária</b>	<b>5,13</b>	<b>5,04</b>	<b>5,11</b>	<b>5,13</b>	<b>5,15</b>	<b>5,06</b>	<b>5,13</b>	<b>5,13</b>	<b>5,48</b>	<b>5,49</b>	<b>5,46</b>	<b>5,13</b>	<b>5,13</b>

Fonte: *Meteonorm v8.0.*

Como pôde se observar, para a localização do Sistema 4, a disponibilidade de recurso solar é maior comparado a localização dos demais sistemas, e conforme a Tabela 4.10 uma média de irradiação no plano do GFV 4 de 2.000 kWh/m<sup>2</sup>.ano e uma média diária de 5,48 kWh/m<sup>2</sup>.dia, ou 5,48 HSP (Horas de Sol Pleno), e para os demais sistemas uma média diária de 5,10 HSP, conforme Tabela 4.11.

A partir destas informações foi possível estimar o PR dos sistemas, e na Tabela 4.12 apresenta-se o resumo dos resultados para o ano de 2019. Sendo o Sistema 3, o único que possui operação completa nesse ano, alcançando o rendimento global médio de 58 %, com menores valores mensais entre os meses de fevereiro e abril. No mês de fev/2019, segundo dados da plataforma de monitoramento, o sistema parou de operar no dia 17/02 às 8h48 e retornou no dia 18/02 às 11h, o que afetou a produção de eletricidade para este mês e consequentemente o desempenho comparado aos outros meses.

Ainda em 2019 técnicos da empresa responsável pela implantação do sistema, informaram que o inversor apresentava “erros de sobretensão do lado c.a.” e em 03/04/2019 realizaram o ajuste da faixa de tensão c.a. do inversor para 264 V, cessando eventos dessa natureza. Segundo dados da plataforma de monitoramento, não há registro de eventos de interrupção de operação ou saída do inversor à rede, existindo apenas a falha no sistema registrada entre os dias 17 e 18/02/2019. É possível observar que o Sistema 1, apesar de ter menos tempo de operação, ainda apresenta um rendimento global superior ao Sistema 3.

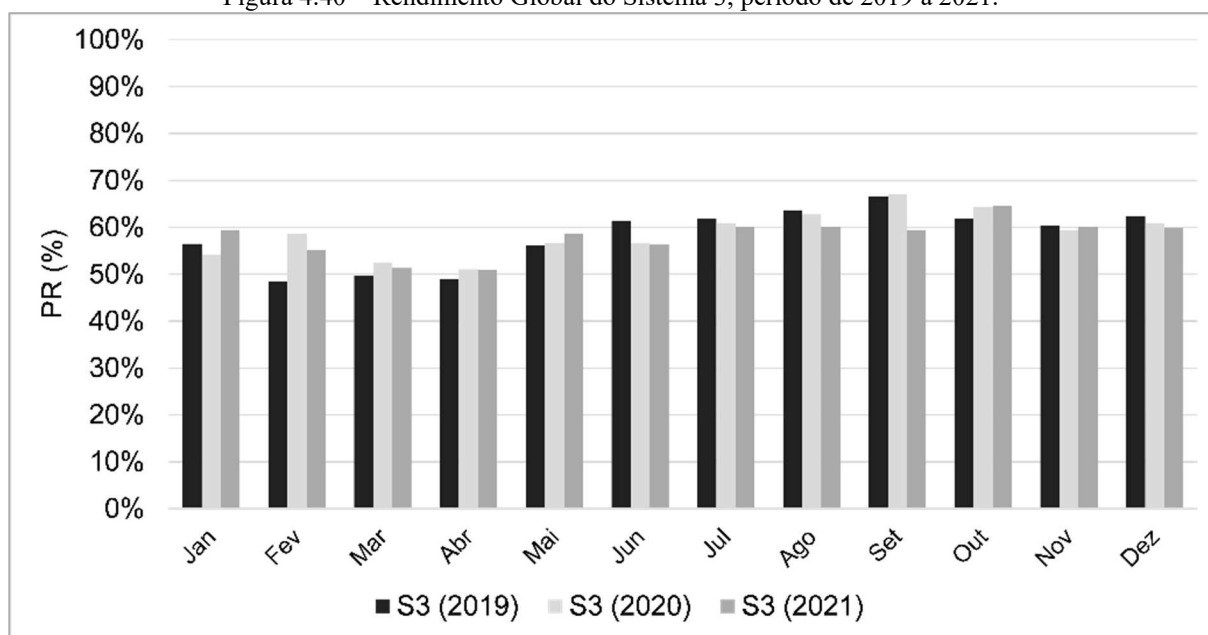
Tabela 4.12 – Rendimento global estimado mensalmente para cada Subsistema em 2019.

Mês	Rendimento Global (%)													
	2019													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82 kWp	17,82 kWp	17,82 kWp	29,7 kWp	29,7 kWp	36,96 kWp	36,96 kWp	26,4 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	36,72 kWp
Janeiro	-	-	-	-	-	-	-	56%	-	-	-	-	-	-
Fevereiro	-	-	-	-	-	-	-	48%	-	-	-	-	-	-
Março	-	-	-	-	-	-	-	50%	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-	-	49%	-	-	-	-	61%	52%
Mai	-	-	-	-	-	-	-	56%	-	-	-	-	64%	52%
Junho	63%	63%	50%	-	-	-	-	61%	-	-	-	-	76%	62%
Julho	73%	73%	63%	-	-	-	-	62%	-	-	-	-	72%	59%
Agosto	73%	73%	64%	-	-	-	-	64%	72%	88%	84%	73%	32%	60%
Setembro	70%	70%	69%	-	-	-	-	67%	92%	92%	91%	81%	13%	30%
Outubro	69%	69%	72%	-	-	-	-	62%	93%	92%	93%	87%	43%	67%
Novembro	69%	69%	70%	12%	11%	43%	43%	60%	91%	89%	92%	85%	64%	62%
Dezembro	66%	66%	71%	41%	35%	24%	24%	62%	85%	83%	88%	81%	60%	58%
<b>Mensal/Média</b>	<b>69%</b>	<b>69%</b>	<b>65%</b>	<b>27%</b>	<b>23%</b>	<b>34%</b>	<b>34%</b>	<b>58%</b>	<b>87%</b>	<b>89%</b>	<b>90%</b>	<b>81%</b>	<b>54%</b>	<b>56%</b>
<b>Anual</b>	<b>69%</b>	<b>69%</b>	<b>65%</b>	<b>26%</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>	<b>23%</b>	<b>59%</b>	<b>87%</b>	<b>89%</b>	<b>90%</b>	<b>81%</b>	<b>54%</b>	<b>56%</b>

Fonte: Autor.

A Figura 4.40 resume-se de forma gráfica o rendimento global do sistema 3 para os três anos de operação (2019 a 2021), onde é possível observar um rendimento global maior nos meses junho a agosto em 2019 (Tabela 4.15) comparado aos outros anos. O último registro de limpeza do gerador FV foi em 29/04/2021, e isso pode ter influenciado no desempenho do sistema nos anos seguintes para o mesmo período, outro fato que possa ter influenciado na frequência de limpeza dos módulos, é que 2020 e 2021 foram anos atípicos marcados pela pandemia do Covid-19.

Figura 4.40 – Rendimento Global do Sistema 3, período de 2019 a 2021.



Fonte: Autor.

Embora houvesse limpeza constate do gerador FV em todos os anos acredita-se que não mudaria o valor de PR significativamente ao ponto de obter um rendimento global tão superior. Conforme os resultados da simulação apresentados na seção 4.4.1 esse sistema é penalizado com sombreamento parcial projetado pela própria edificação e prédios adjacentes em alguns horários e meses do ano, por essa razão seu desempenho é inferior aos demais que não estão submetidos a sombra. Na Figura 4.41 apresentam-se imagens com mais detalhes do GFV instalado sobre os telhados da edificação, onde é possível identificar partes da edificação mais altas que o telhado e que projetam sombra ao longo do dia, começando pela platibanda e prédio adjacente no início da manhã e pelos demais alvenarias (platibanda, parede, etc) no período da tarde, conforme a modelagem realizada nas Figura 4.31 e Figura 4.32.

Figura 4.41 – Detalhes do GFV 3, instalado.



Fonte: Autor.

A Tabela 4.13 e Tabela 4.14 resume os resultados de PR dos sistemas em 2020 e 2021, respectivamente. Em 2020 o sistema que apresentou o melhor desempenho foi o Sistema 2, com destaque para o S2A, com uma média de 82% e o que apresentou o menor desempenho foi o S5A o qual registrou desempenho global médio de 47%. Para o Sistema 1, o S1A e S1B obtiveram o mesmo PR médio com 69%, sendo o S1C o que apresentou o menor desempenho com 63%, que conforme visto na Figura 3.4, esse subsistema possui seu arranjo distribuído em duas orientações, consequentemente isso afetou seu desempenho, além da sujidade predominante dos arranjos “A” e “B”, ilustrados na Figura 4.27.

Uma ressalva importante quanto ao desempenho superior do Sistema 2, é o fato de que ele apresentou problemas no sistema de monitoramento, favorecendo o seu elevado desempenho, com destaque para o PR obtido no mês de dezembro (Tabela 4.13) com PR 100%, isso ratifica que os dados de produção de energia deste sistema não são confiáveis ao ponto de se afirmar tal desempenho. Uma vez que para alcançar esse desempenho o SFCR não deveria ter perdas nenhuma no processo de produção de eletricidade, aproveitando todo o recurso solar disponível, o que não é possível.

Tabela 4.13 - Rendimento global estimado mensalmente para cada Subsistema em 2020.

Mês	Rendimento Global (%)													
	2020													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82 kWp	17,82 kWp	17,82 kWp	29,7 kWp	29,7 kWp	36,96 kWp	36,96 kWp	26,4 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	36,72 kWp
Janeiro	63%	63%	64%	75%	62%	73%	73%	54%	81%	78%	84%	77%	58%	54%
Fevereiro	74%	74%	67%	81%	64%	75%	75%	59%	80%	80%	77%	26%	63%	57%
Março	69%	69%	60%	64%	80%	79%	55%	53%	24%	55%	57%	44%	64%	56%
Abril	69%	69%	58%	85%	83%	74%	76%	51%	0%	47%	47%	10%	54%	51%
Mai	72%	72%	57%	80%	79%	68%	68%	57%	60%	37%	35%	68%	55%	57%
Junho	70%	70%	57%	78%	77%	65%	65%	57%	79%	82%	78%	66%	11%	56%
Julho	73%	74%	62%	76%	76%	74%	65%	61%	82%	84%	81%	69%	15%	59%
Agosto	72%	73%	63%	83%	71%	77%	77%	63%	78%	80%	77%	67%	32%	55%
Setembro	69%	70%	67%	92%	89%	84%	84%	67%	91%	6%	6%	6%	23%	21%
Outubro	65%	66%	68%	92%	91%	86%	86%	64%	95%	92%	96%	87%	57%	62%
Novembro	65%	66%	65%	84%	83%	79%	79%	59%	91%	88%	92%	84%	65%	63%
Dezembro	65%	66%	69%	100%	98%	90%	90%	61%	79%	77%	82%	74%	65%	64%
<b>Mensal/Média</b>	<b>69%</b>	<b>69%</b>	<b>63%</b>	<b>82%</b>	<b>79%</b>	<b>77%</b>	<b>74%</b>	<b>59%</b>	<b>70%</b>	<b>67%</b>	<b>68%</b>	<b>57%</b>	<b>47%</b>	<b>55%</b>
<b>Anual</b>	<b>69%</b>	<b>69%</b>	<b>63%</b>	<b>83%</b>	<b>80%</b>	<b>77%</b>	<b>74%</b>	<b>59%</b>	<b>70%</b>	<b>67%</b>	<b>67%</b>	<b>57%</b>	<b>45%</b>	<b>54%</b>

Fonte: Autor.



Para o ano de 2021, o sistema que alcançou melhor desempenho, foi o Sistema 2, com destaque para S2A com PR de 83% seguido do S2B com 82%. Já o S2C e S2D, tiveram o menor desempenho com 76% e 74%, respectivamente. Destacam-se também, os resultados obtidos para o Sistema 1, onde é possível observar na Tabela 4.13 e Tabela 4.14 e Figura 4.42 (“a” e “b”) o desempenho dos subsistemas ao longo de 2020 e 2021, onde nos gráficos é perceptível que o PR do S1C destoa dos outros dois subsistemas (S1A e S1C) nos meses de fevereiro a setembro, metade do verão e inverno amazônico, e isso demonstra que o fato de o arranjo “C” estar orientado em duas direções com séries associadas em paralelo na entrada do inversor, tem forte influência em seu desempenho, uma vez que esse sistema é composto apenas por inversores de topologia central.

Para o ano de 2021 não foram observados valores repetidos de produção de eletricidade no sistema de monitoramento, e pelo maior PR de 83% (S2A) demonstra estar coerente com valores de PR alcançados em sistemas instalados na área de testes do GEDAE/UFPA, distantes a 1,77 km, onde nas pesquisas de Teles (2017 e 2018) o maior PR alcançado pelos SFCRs monitorados foi de 72,8% e 72,1% em média para o ano de 2016. Isso foi observado quando se avaliou os resultados de YF para o Sistema 2.

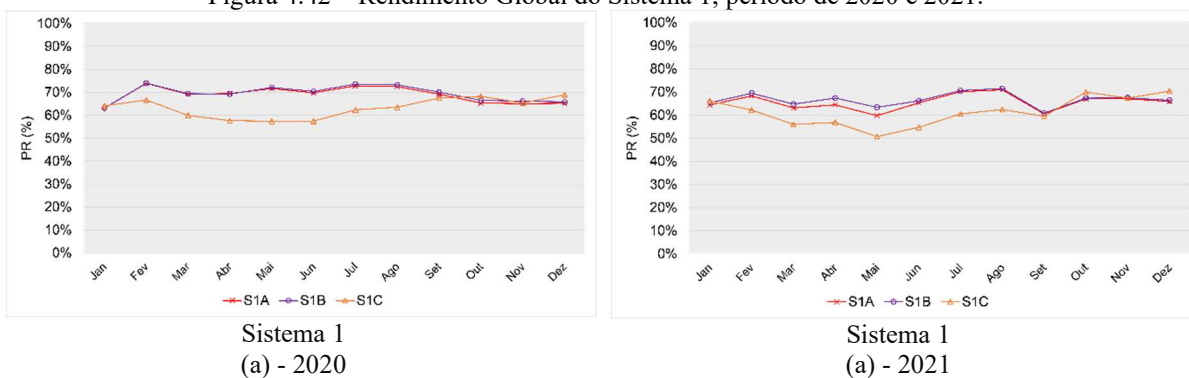
Um outro fato que possa estar relacionado ao desempenho do S2C e S2D inferior ao S2A e S2B é que eles estão instalados na água de telhado que voltada mais ao sol poente, enquanto os subsistemas S2A e S2B estão instaladas na água de telhado voltada mais ao sol nascente, o que favorece a produtividade nos horários da manhã, perdas por temperatura nos módulos FV tendem a ser menor. A Figura 4.43(“a” e “b”) apresentam os resultados de PR estimado para o Sistema 2, nos últimos dois anos.

Tabela 4.14 - Rendimento global estimado mensalmente para cada Subsistema em 2021.

Mês	Rendimento Global (%)													
	2021													
	S1A	S1B	S1C	S2A	S2B	S2C	S2D	S3A	S4A	S4B	S4C	S4D	S5A	S5B
	17,82 kWp	17,82 kWp	17,82 kWp	29,7 kWp	29,7 kWp	36,96 kWp	36,96 kWp	26,4 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	61,2 kWp	36,72 kWp
Janeiro	64%	65%	66%	89%	88%	82%	82%	59%	74%	73%	77%	71%	62%	60%
Fevereiro	68%	69%	62%	87%	86%	79%	78%	55%	82%	81%	84%	77%	62%	57%
Março	63%	65%	56%	80%	79%	74%	68%	51%	74%	75%	76%	69%	62%	52%
Abril	64%	67%	57%	85%	84%	77%	76%	51%	80%	81%	81%	72%	67%	55%
Mai	60%	63%	51%	75%	75%	70%	70%	59%	80%	83%	79%	68%	67%	51%
Junho	65%	66%	55%	73%	72%	68%	68%	56%	80%	82%	78%	66%	61%	49%
Julho	70%	71%	61%	77%	76%	72%	72%	60%	77%	79%	75%	64%	4%	54%
Agosto	71%	71%	62%	77%	76%	73%	73%	60%	81%	83%	80%	70%	38%	58%
Setembro	61%	61%	59%	81%	81%	73%	71%	59%	87%	86%	85%	77%	37%	59%
Outubro	67%	67%	70%	90%	89%	84%	78%	65%	89%	88%	90%	82%	3%	67%
Novembro	67%	67%	67%	89%	88%	82%	76%	60%	91%	86%	93%	83%	59%	62%
Dezembro	66%	66%	70%	88%	87%	80%	76%	60%	78%	76%	81%	74%	57%	59%
<b>Mensal/Média</b>	<b>66%</b>	<b>67%</b>	<b>61%</b>	<b>83%</b>	<b>82%</b>	<b>76%</b>	<b>74%</b>	<b>58%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>73%</b>	<b>48%</b>	<b>57%</b>
<b>Anual</b>	<b>66%</b>	<b>67%</b>	<b>61%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>76%</b>	<b>74%</b>	<b>58%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>72%</b>	<b>47%</b>	<b>57%</b>

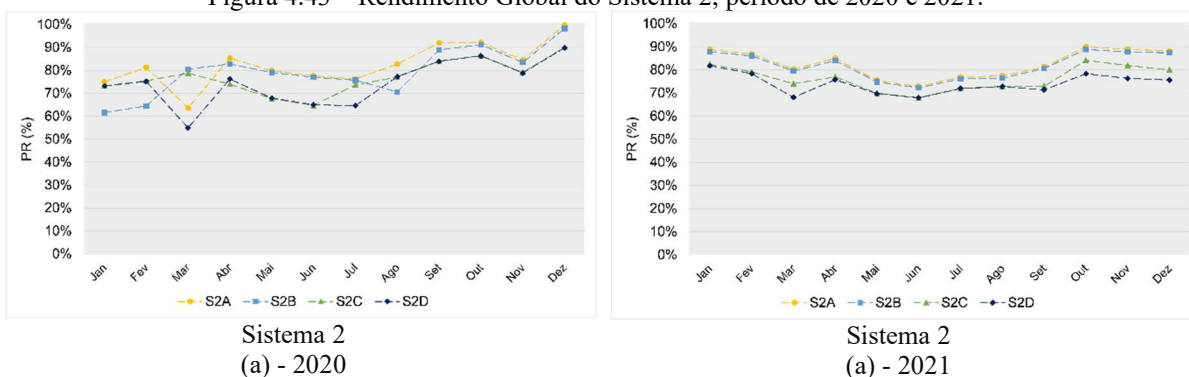
Fonte: Autor.

Figura 4.42 – Rendimento Global do Sistema 1, período de 2020 e 2021.



Fonte: Autor.

Figura 4.43 – Rendimento Global do Sistema 2, período de 2020 e 2021.



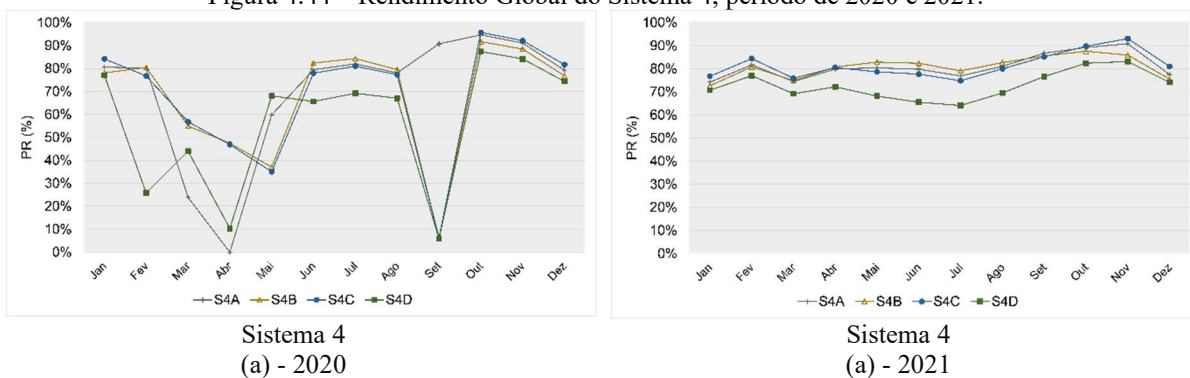
Fonte: Autor.

Para o Sistema 4, destaca-se com o melhor desempenho em 2020 o subsistema S4A que alcançou um PR médio de 70% seguido do S4C, S4B, S4D, com 68%, 67% e 57%. O baixo PR obtido sofreu influência da ausência de dados de alguns inversores em alguns meses nesse ano, sendo o S4A o menos prejudicado, com falhas no monitoramento apenas no mês de abril, conforme descrito anteriormente.

Em 2021 (Tabela 4.14), ano em que não houve registro de falhas na plataforma de monitoramento, o PR estimado foi de 81% para os subsistemas S4A, S4B e S4C, enquanto que o S4D, foi o que obteve o menor desempenho desde o início de sua operação, alcançando seu maior desempenho em 2021 com 73%, ou seja, 8% menos que os demais do Sistema 4, essa diferença pode estar associada principalmente à orientação do arranjo FV, onde na Figura 3.20 é possível observar o *layout* do arranjo “D” com séries/fileiras instaladas em todas as águas de telhado do prédio.

Novamente, tem-se várias séries com diferentes orientações associadas em paralelo no MPPT de um inversor central, isso justifica seu desempenho inferior. Na Figura 4.44(b) é possível observar a diferença de forma gráfica entre os desempenhos dos subsistemas que compõem o Sistema 4.

Figura 4.44 – Rendimento Global do Sistema 4, período de 2020 e 2021.

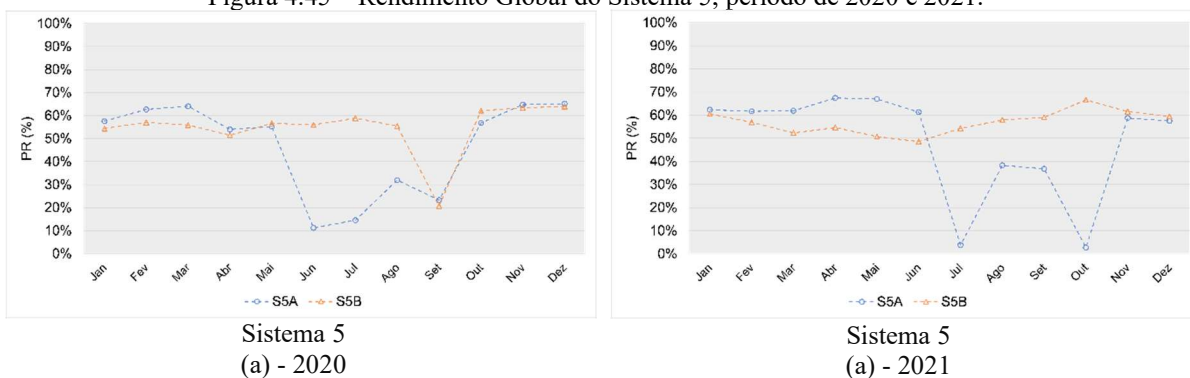


Fonte: Autor.

Finalmente o desempenho do Sistema 5, esse, que a partir dos resultados de PR estimado foi o sistema que obteve o pior desempenho desde o início de sua entrada em operação, com maior PR médio obtido em 2021 com 48% e 57% para os subsistemas S5A e S5B, respectivamente. Verifica-se ainda que o comportamento do PR do S5B em 2021 apresenta uma ligeira melhoria nos meses de janeiro a maio, período este onde ocorre maior incidência de chuvas e dias com maior nebulosidade, conseqüentemente, a temperatura de operação dos sistemas é menor. O mesmo comportamento observado no PR do S5A, o qual foi superior de janeiro a junho, com PR de 67% em abril e maio, e teve seu desempenho comprometido devido a falhas no inversor nos meses seguintes, normalizando seu funcionamento somente em novembro.

Conforme apresentado na seção 4.4.2 deste trabalho, o referido sistema é bastante penalizado pelo sombreamento ao longo do ano, e os resultados mostram que embora o subsistema S5B, composto por inversor de topologia *string* é o que apresenta o melhor desempenho, isso porque esse inversor possui 3 entradas MPPT das quais apenas duas estão sendo utilizadas, logo, torna-se menos sensível ao sombreamento quando comparado ao inversor central. Um outro fato, é que o arranjo “B” ocupa uma menor área, comparado ao arranjo “A”.

Figura 4.45 – Rendimento Global do Sistema 5, período de 2020 e 2021.



Fonte: Autor.

Ressalta-se que o inversor “B” (S5B) até o momento da elaboração deste trabalho se encontra com o MPPT 3, inutilizado, com os arranjos distribuídos em três fileiras associadas em paralelo conectadas ao MPPT 1 e 2. Logo, infere-se que o desempenho do S5B pode alcançar valores maiores, desde que seja utilizado o MPPT 3, distribuído melhor as séries a cada dupla no respectivo seguidor de ponto de máxima potência do inversor, e assim explorando mais o inversor, que se encontra com uma entrada MPPT ociosa. A Figura 4.46(b) mostram as séries conectadas no inversor conforme identificado em campo, com conectores MC4 vagos para o MPPT 3 (Figura 4.46 “b”).

Figura 4.46 – Detalhe das séries conectadas nas entradas MPPT do inversor “B” do Sistema 5.



Fonte: Autor.

De modo se estimar PR médio por sistema considerou-se para cálculo de PR médio mensal a razão entre a YF média e a YR média no plano do gerador FV para cada subsistema. Os valores médios de PR por sistemas são apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Rendimento global estimado mensalmente para cada sistema em 2019, 2020 e 2021.

Mês	Rendimento Global Médio [%]														
	2019					2020					2021				
	Sist. 1	Sist. 2	Sist. 3	Sist. 4	Sist. 5	Sist. 1	Sist. 2	Sist. 3	Sist. 4	Sist. 5	Sist. 1	Sist. 2	Sist. 3	Sist. 4	Sist. 5
	53,46 kWp	133,32 kWp	26,4 kWp	244,8 kWp	97,92 kWp	53,46 kWp	133,32 kWp	26,4 kWp	244,8 kWp	97,92 kWp	53,46 kWp	133,32 kWp	26,4 kWp	244,8 kWp	97,92 kWp
Janeiro	-	-	56%	-	-	63%	71%	54%	80%	56%	65%	85%	59%	74%	61%
Fevereiro	-	-	48%	-	-	71%	74%	59%	66%	60%	67%	83%	55%	81%	59%
Março	-	-	50%	-	-	66%	69%	53%	45%	60%	61%	75%	51%	74%	57%
Abril	-	-	49%	-	56%	65%	80%	51%	26%	53%	63%	80%	51%	78%	61%
Mai	-	-	56%	-	58%	67%	74%	57%	50%	56%	58%	72%	59%	78%	59%
Junho	59%	-	61%	-	69%	66%	71%	57%	76%	34%	62%	70%	56%	76%	55%
Julho	70%	-	62%	-	66%	70%	73%	61%	79%	37%	67%	74%	60%	74%	29%
Agosto	70%	-	64%	79%	46%	70%	77%	63%	75%	44%	68%	75%	60%	78%	48%
Setembro	70%	-	67%	89%	22%	69%	87%	67%	27%	22%	60%	76%	59%	84%	48%
Outubro	70%	-	62%	91%	55%	67%	89%	64%	92%	59%	68%	85%	65%	87%	35%
Novembro	69%	27%	60%	89%	63%	65%	81%	59%	89%	64%	67%	84%	60%	88%	60%
Dezembro	68%	31%	62%	84%	59%	67%	94%	61%	78%	65%	68%	83%	60%	77%	58%
<b>Mensal</b>	<b>68%</b>	<b>29%</b>	<b>58%</b>	<b>87%</b>	<b>55%</b>	<b>67%</b>	<b>78%</b>	<b>59%</b>	<b>65%</b>	<b>51%</b>	<b>65%</b>	<b>79%</b>	<b>58%</b>	<b>79%</b>	<b>53%</b>

Fonte: Autor.



Portanto, estima-se que o rendimento global em ordem decrescente de PR que em 2020, o Sistema 2, apresentou o melhor desempenho, impulsionado por falhas no sistema de monitoramento, com PR médio de 78%, seguido dos Sistemas 1, 4, 3 e 5, com PR de 67%, 59%, 65% e 51%, respectivamente. E em 2021, Sistema 2 e 4, atingem o melhor desempenho com PR de 79%, seguidos do Sistema 1, 3 e 5, com PR de 65%, 58% e 53% respectivamente. Observa-se que o Sistema 3 e 5, impactados com sombreamento parcial, em média apresentam valores muito próximos de desempenho.

#### **4.6 Contribuição Energética do SFCR 4 e 5 nas Edificações da JFPA**

Esta seção destina-se à avaliação da contribuição energética nas edificações da JFPA avaliadas neste trabalho, ou seja, o Fórum da 1ª Vara de Subseção de Santarém/PA e o Tribunal da Justiça Federal de 1º grau, com sede em Belém/PA. Considerou-se pertinente essa avaliação pontual da contribuição energética desses sistemas devido a interação mais próxima com as instalações da edificação, em especial a edificação de Belém, além do interesse em tornar público a divulgação da dados operacionais de SFCRs instalados em edificações públicas considerado de extrema relevância para a literatura.

Para isso avaliou-se o histórico de consumo de consumo de ambas as edificações, uma vez que o Sistema 4, possui como unidade beneficiária no sistema de compensação energética, o sistema 5 com 100% dos créditos enviados para a unidade da JFPA Belém. A avaliação tem como objetivo analisar o balanço energético anual, ou seja, não considera as análises por ciclo de faturamento de cada unidade, com o intuito de simplificar os cálculos e identificar por ano a contribuição dos sistemas fotovoltaicos em cada posto horário, F.P (Fora Ponta) e P. (Ponta) já que se trata de duas unidades consumidoras enquadradas no grupo A, subgrupo A4, horosazonal verde.

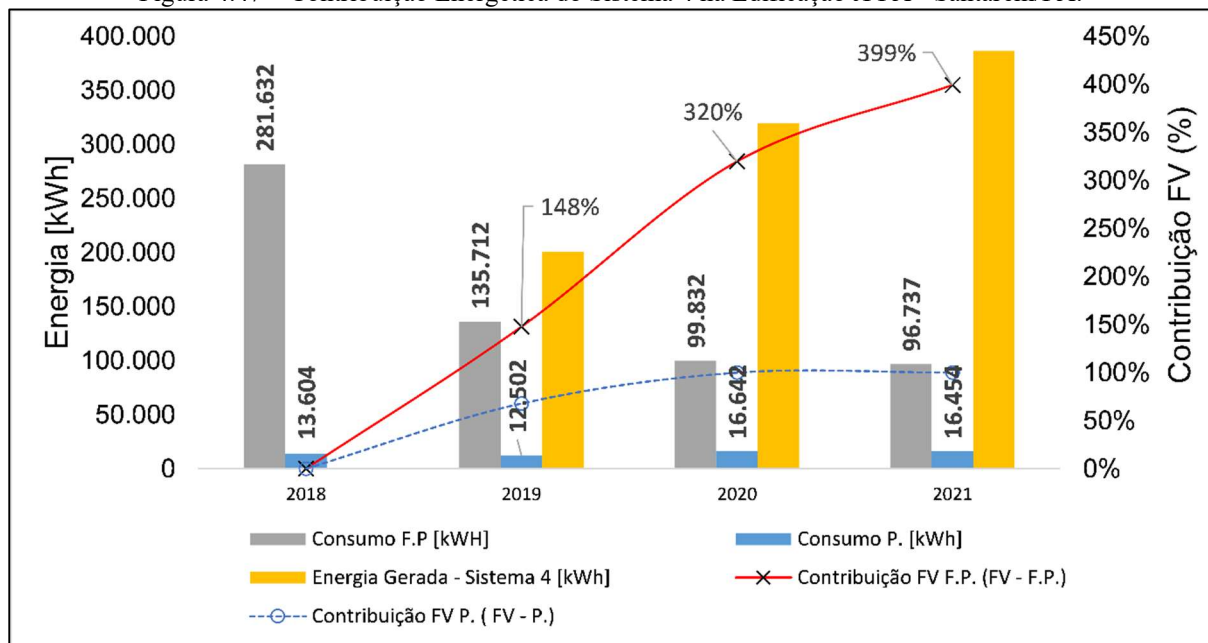
##### **4.6.1 Contribuição Energética do Sistema 4**

Durante os 29 meses, o Sistema 4 produziu um total de 905.930 kWh, ou seja, mais de 900 MWh, sendo que 44% dessa produção de eletricidade ocorreu em 2021, onde a contribuição energética dos subsistemas foi de 386.290 kWh (386 MWh). Haja vista que a produção em 2020 pode ter sido até maior que no último ano, uma vez que houve falhas no sistema de monitoramento em abril/2020, onde não houve registro de produção de eletricidade pelo subsistema S4A.

Com base nos dados de energia consumida nos dois postos horários F.P (22h30 às 17h29) e P. (18h30 às 21h29), energia injetada/compensada em ambos os postos horários registrados nas faturas desde 2018, e os dados de energia gerada computados pela plataforma

de monitoramento realizou-se o balanço energético de modo a quantificar a contribuição energética total do SFCR, como ilustrado na Figura 4.47.

Figura 4.47 – Contribuição Energética do Sistema 4 na Edificação JFPA - Santarém/PA.



Fonte: Autor.

A partir da Figura 4.47 observa-se que ainda em 2019 a contribuição FV foi de aproximadamente 148 % F.P, ou seja, a geração de energia foi 1,48 vezes maior que o consumo no posto horário F.P e de 100 % na Ponta, com maior contribuição alcançada em 2021 com aproximadamente 400% F.P. Portanto, o SFCR atende toda a demanda energética do prédio. Ressalta-se que os excedentes de energia injetada, ou seja, os créditos produzidos só começaram a ser compensados na fatura do Sistema 5 a partir de jan/2020, e serão considerados na análise seguinte para a contribuição total na fatura da JFPA Belém.

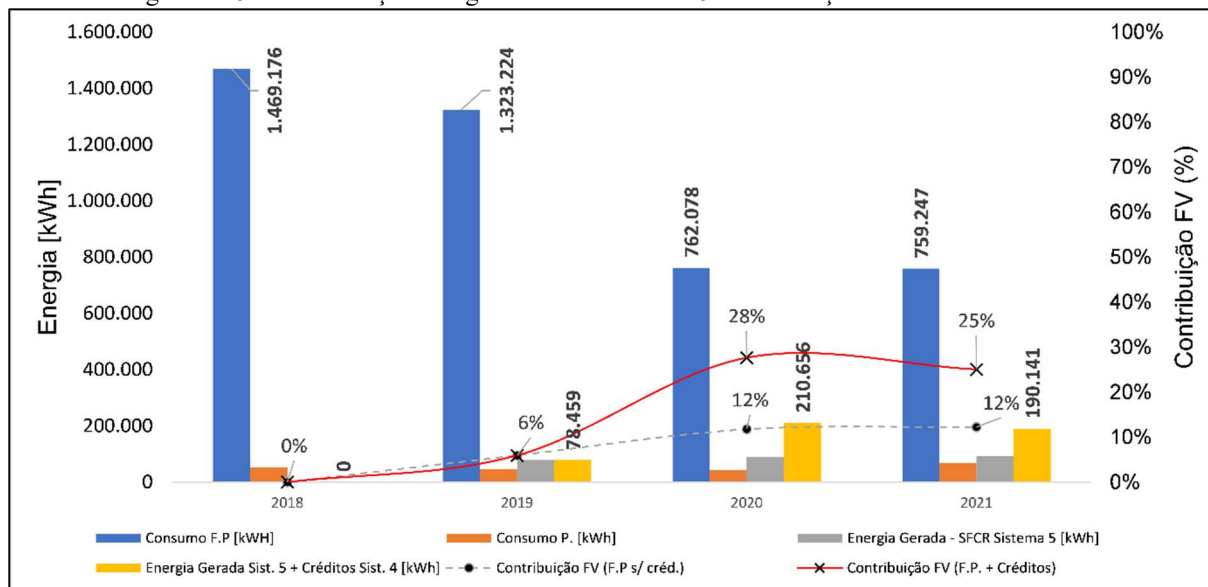
#### 4.6.2 Contribuição Energética do Sistema 5

A contribuição energética do Sistema 5, apresentado anteriormente (Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5), desde o início da operação, somam um total de 154.348 kWh (~154,4 MWh) e 106.741 kWh (~106,7 MWh) pelos subsistemas S5A e S5B, respectivamente.

O ano de 2020 foi marcado pelo início da Pandemia de Covid-19, e isso alterou a rotina de trabalho no prédio. Em 23/03 iniciou o período de quarentena com retomada de expediente presencial em 27/07, em 04/10 foi registrado problemas na subestação com reativação e instalação do transformador em 30/11. Em mar/2021 o expediente foi suspenso devido a 2ª onda de Covid-19, com retomada meses depois. De set/2019 a set/2021 ocorreram ações de eficiência energética no prédio, com troca do sistema de climatização em cinco andares.

Portanto, observa-se que a ocorrência de falhas e necessidade de ações corretivas imediatas penalizaram bastante nos últimos dois anos a operação do SFCR. A Figura 4.48 apresenta a contribuição energética para o Sistema 5, analisada seguindo a mesma metodologia considerada para o Sistema 4. Desta forma, a contribuição energética F.P somente do gerador do Sistema 5 representou 6%, 12% e 12% nos anos de 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Figura 4.48 – Contribuição energética do Sistema 4 e 5 na edificação da JFPA - Belém/PA.



Fonte: Autor.

Considerando os créditos compensados pelo Sistema 4 a contribuição energética total no consumo da JFPA Belém, mais que dobrou para os últimos dois anos, com 28% e 25% em 2020 e 2021, respectivamente. Essa maior contribuição observada no ano de 2020 foi bastante influenciada pela suspensão dos trabalhos presenciais no prédio, consequentemente houve redução no consumo de energia elétrica pela edificação. O mesmo comportamento no perfil de consumo foi observado na edificação da JFPA Santarém, onde em 2020 também apresentou o menor consumo energético nos últimos quatro anos.

Presume-se que a contribuição energética futuramente tende a reduzir para as edificações da JFPA, com retorno de trabalhos presenciais na edificação (ocasionando o aumento do consumo de energia elétrica), apesar de ações de eficiência energética realizadas.

## CONCLUSÕES

A pesquisa realizada contribui para a divulgação de resultados operacionais de SFCR instalados na região norte do País, representando a partir de cinco sistemas analisados a realidade da instalação, operação e manutenção de cada SFCR em cada classe de consumo enquadrado, totalizando 14 subsistemas. O resultando que se observa é um retrato da aplicação desta tecnologia em algumas edificações que se destacam por: GFV com arranjos associados em diferentes azimutes, gerador FV em condições de sombreamento, falhas no sistema de monitoramento, indisponibilidade dos dados monitorados pelo inversor, falta de limpeza do GFV, demora na resolução de problemas identificados na planta, ausência de registros de eventos de falha, ausência de boas práticas nas instalações, escolha incorreta da topologia de inversor e etc.

A metodologia de ensaio de curva I-V com equipamento comercial Solar IVE, permitiu a aquisição de curvas que possibilitou determinar a potência real do gerador fotovoltaico instalado no Sistema 5, considerando como amostra do arranjo “B” (S5B). Entretanto a desvantagem quanto a utilização deste equipamento está relacionada à distância entre o módulo de radiofrequência (Solar 02) e o traçador de curvas, onde era necessário que eles estivessem próximos um do outro, a uma distância de aproximadamente 3 m (no máximo) de tal modo que não houvesse falha na sincronização dos dados ambientais enviados pela Solar 02.

Outra dificuldade encontrada durante os ensaios de curva I-V foi a condição meteorológica ideal para o funcionamento do dispositivo, onde a presença de muitas nuvens produziu muitos erros de “irradiância instável”, ou seja, dependendo à condição meteorológica e do tamanho da usina solar, ensaios como estes podem levar bastante tempo, além de uma taxa de dados válidos considerada baixa para este caso, com aproveitamento de 44% devido à presença de muitas nuvens. Outro fato importante, é o sombreamento produzido pelo prédio adjacente ao arranjo “B” no dia em que o ensaio foi realizado, onde para a maioria das fileiras deste arranjo, os ensaios só iniciaram a partir das 11h30, horário em que o sombreamento no respectivo arranjo cessou.

Comparando os resultados obtidos pelo Sistema 4, em termos de produtividade final (YF), considerando a potência nominal de módulo do sistema, o Sistema 4 obteria uma YF nos anos de 2019, 2020 e 2021 de 689 kWh/kWp, 1.227 kWh/kWp e 1.486 kWh/kWp ao ano, respectivamente. E considerando a potência real obtida nos ensaios de curva I-V a produtividade final do Sistema 4 foi de 732 kWh/kWp, 1.304 kWh/kWp, 1.578 kWh/kWp nos anos de 2019, 2020 e 2021 ao ano, respectivamente. Ou seja, o SFCR avaliado obteve um

desempenho superior, reforçando a importância da medição de potência do gerador fotovoltaico para o cálculo de YF.

O mesmo foi observado para o Sistema 5, onde considerando a potência de gerador FV a YF calculada foi de 754 kWh/kW<sub>p</sub>, 861 kWh/kW<sub>p</sub> e 895 kWh/kW<sub>p</sub> em 2019, 2020 e 2021 ao ano, respectivamente. Já a YF calculada com a potência real, foram de 801 kWh/kW<sub>p</sub>, 915 kWh/kW<sub>p</sub> e 951 kWh/kW<sub>p</sub> nos anos de 2019, 2020 e 2021 ao ano, respectivamente.

A simulação 3D dos principais elementos que produzem sombra nos geradores fotovoltaicos instalados no Sistema 3 e Sistema 5 (estacionamento) permitiu identificar os períodos em que o impacto do sombreamento demonstra ser mais predominante, sendo na maior parte do tempo no turno da manhã. Isso ajudou a entender os valores de produtividade final obtidos para ambos os sistemas. O desempenho obtido pelo Sistema 3 em termos de YF alcançaram praticamente o mesmo índice, com média mensal de 92 kWh/kW<sub>p</sub> em 2019 e 2020 e 91 kWh/kW<sub>p</sub> em 2021. O rendimento global alcançou índices próximos a 58% em média, rendimento considerado baixo e com forte influência das perdas devido ao sombreamento.

No Sistema 5 (subsistemas S5A e S5B), o melhor desempenho foi alcançado pelo S5B, e isso é compreensível uma vez que este arranjo além de ocupar uma menor área, possui a disposição das fileiras próximas umas das outras, além de ter o arranjo conectado a um inversor de topologia *string*, ou seja, é menos sensível ao sombreamento quando comparado ao inversor de topologia central instalado no S5A. Outro fato que contribuiu para que o S5B alcançasse o melhor desempenho nos anos de 2020 e 2021, foram as falhas ocorridas no S5A nesses anos.

Uma ação corretiva que possa minimizar o efeito do sombreamento sobre o arranjo “B” (Sistema 5) é a utilização do MPPT 3 do inversor “B”, com duas fileiras por MPPT, explorando ainda mais as opções do inversor. Atualmente a configuração do arranjo são três fileiras em paralelo conectadas ao MPPT 1 e 2. Esta é uma das ações de baixo custo que pode ser facilmente ajustada em campo pela equipe técnica local.

Para o Sistema 1, foi possível observar que o subsistema S1C desde o início da operação obteve sempre o menor desempenho, isso é resultado da associação de séries em diferentes orientações que prejudica a performance do sistema, comparado aos outros subsistemas de mesma potência, porém instalados para com a mesma orientação. Outra possível fonte de perdas ao Sistema 1 como um todo, está relacionado a sujidade, que durante o período da pandemia não ocorreram limpezas nos módulos FV.

A metodologia apresentada de estimar o PR dos sistemas a partir dados de irradiação para um ano típico apresentou sua vantagem ao balizar os diferentes percentuais dos subsistemas e fazer comparação principalmente dentro de um mesmo sistema e correlacionar

os valores obtidos de PR com os eventos ocorridos devido a falhas e as boas práticas de instalação, como as ocorridas no S4D e S1C, quando se associam módulos com diferentes azimutes em paralelo no barramento c.c. do inversor central. O PR estimado serviu para ratificar os erros de medição apresentados pelo Sistema 2 no ano de 2020 quando os subsistemas apresentaram valores de PR de 100%.

Entretanto, uma avaliação crítica dessa metodologia aplicada que precisa ser destacada é que dependendo da base de dados meteorológicos, e a forma de apresentação destes dados, principalmente “ano típico”, podem levar a diferenças expressivas no cálculo do PR, se comparado com outra fonte de dados de irradiação para o ano que se deseja analisar ou ainda, para dados medidos no local. Portanto, identifica-se como uma limitação deste trabalho uma avaliação comparativa com outras fontes de dados com intuito de verificar se há grandes diferenças a serem observadas. Onde a razão pela escolha da base de dados do *Meteonorm* se deu devido a praticidade de se obter a irradiação global no plano do GFV sem a necessidade de utilizar outros métodos de transposição para o plano do gerador. Mas que mesmo assim, permitiu durante o trabalho dar uma visão geral da diferença desempenho.

Por fim, a avaliação técnica/operacional de SFCR torna-se cada vez mais importante, de forma a se obter informações reais do comportamento destes sistemas, onde o monitoramento constante e ações mais rápidas na manutenção e identificação de falhas toram-se garantias de um ótimo desempenho. A importância de um estudo prévio de sombreamento, qual área instalar o gerador FV, qual topologia de inversor deve ser escolhida, são cruciais para um desempenho satisfatório de um SFCR.

Todos esses fatores influenciam direta e indiretamente no desempenho de uma planta FV. Algumas falhas observadas durante o período de 3 anos de cada planta FV foram identificadas pelo próprio pesquisador, o qual informava a empresa integradora de que alguma anomalia poderia ter ocorrido na planta. E então ações corretivas eram realizadas para sanar as eventuais falhas. Uma dificuldade encontrada no trabalho foi o acesso às instalações do Sistema 2, que após a pandemia o local se transformou em uma área de eventos/show e a comunicação com o proprietário e acesso aos inversores se tornou indisponível, restando a comunicação apenas com a empresa integradora responsável pelo projeto.

Outra dificuldade encontrada foi durante a operação do Sistema 5 (instituição pública), que por várias vezes no ano de 2020 e 2021 o pesquisador relatou falhas na plataforma de monitoramento, no entanto até o momento da conclusão deste trabalho o *datalogger* do inversor “B” segue com defeito, ou seja, em caso de avaliações futuras apenas os dados acumulados de energia c.a. poderão ser consultados na tela do inversor.



Em muitas instituições públicas o processo de contratação é através de licitação, e observa-se que a solução vencedora nem sempre é a melhor para a edificação, embora geralmente possua o menor custo. Portanto é fundamental que haja um estudo de viabilidade técnica, para que consiga determinar a melhor solução tecnológica a ser implementada na instituição, evitando assim situações de baixo desempenho operacional, e por fim um *payback* mais longo do que o previsto em estimativas preliminares.

Assim, este trabalho permite nortear demais pesquisadores quanto aos dados de produtividade final obtidos por diferentes sistemas instalados na região metropolitana de Belém/PA e no município de Santarém/PA. Contribuindo e incentivando demais pesquisadores e publicar e manter atualizado dados operacionais de SFCR em diferentes regiões do país. Sendo assim, destacam-se algumas possibilidades de trabalhos futuros:

- Avaliação pontual das perdas nos autotransformadores de acoplamento utilizado no Sistema 2, 3, 4 e 5;
- A partir das avaliações pontuais propor um modelo matemático que auxilie na simulação de plantas com autotransformadores e estimar perdas;
- Desenvolver uma ferramenta computacional para o tratamento de dados disponibilizados nas plataformas de monitoramento;
- Aplicar as metodologias de perdas por sombreamento, mais recentes na literatura, nas plantas FV em situações de sombreamento;
- Avaliar a contribuição energética das plantas de acordo com o histórico de consumo de cada unidade consumidora;
- Realizar medições de curva I-V nos demais Sistemas/subsistemas e determinar a potência real dos GFV.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. Infográfico ABSOLAR. 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Atualizado em 05/10/2022. Acessado em 17/10/2022.

ABDUSALALM, B. A., ALSAADI, H. A. J., HAMODAT, Z., (2022). Control and Management of Solar PV Grid Using Scada System. In 2020 IEEE International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications (HORA). 978-1-6654-6835-0, DOI: 10.1109/HORA55278.2022.9799994.

ALAJMI, B. N.; AHMED, K. H.; FINNEY, S. J.; WILLIAMS, B. W. A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids. Transactions on Industrial Electronics. Volume 60, pp. 1596-1606, April 2013.

ALMEIDA, M. P. (2012). Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 173 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) PPGE – USP, São Paulo/SP.

BAUMANN, V. A. R., ABREU, A. L. P., (2022). 1.250 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Santa Catarina: Geração Monitorada Versus Geração Esperada. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. Florianópolis/ SC.

BRITO, T. R., (2018). Medição de Módulos Fotovoltaicos a Sol-Real por Meio de Duas Cargas Capacitivas. 114 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) PPGE-UFGA, Belém-PA.

CHEPP, E. D., KRENZIGER, A. A Methodology for Prediction and Assessment of Shading on PV Systems. Solar Energy, 216, p. 537-550, 2021. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2021.01.002>.

CHEPP, E. D., GASPARIN, E. D., KRENZIGER, A (2021). Accuracy Investigation in the Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems. Solar Energy, 223, 182-192. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.061>.

CHEPP, E. D., GASPARIN, E. D., KRENZIGER, A (2022). Análise do Sombreamento Parcial de um Sistema Fotovoltaico Urbano. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. Florianópolis/ SC.

CHEN, Y.- T.; JHANG, Y.- C.; KUO, T.- H.; LIANG, R.- L.; HUNG, C.- W. Jumping Maximum Power Point Tracking Method for PV Array Under Partially Shaded Conditions. Solar Energy. Volume 132, pp. 617-627, 2016.

CUSTÓDIO, I. P., ZOMER C. D., SHNEIDER K., RÜTHER R. (2018). Critérios e Soluções adotadas em Projetos de Estacionamento Solar de 1 MWp em Florianópolis – SC. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado/ RS.

DALIENTO, S.; DI N., FABIO; GUERRIERO, P.; D’ALESSANDRO, V. A Modified Bypass Circuit for Improved Hot Spot Reliability of Solar Panels Subject to Partial Shading. Solar Energy, 134, 2016.

DILEEP, G.; SINGH, S. N. Selection of non-isolated DC-DC converters for solar photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.76,9. 1230-1247, 2017. ISSN 1364-0321.

DE PAULA, J. F. S., LIMA, G. P., PRYM, G. C. S., SILVA, J. L. S., MELO, K. B., BARROS, T. A. S., VILLALVA, M. G. (2022). Análise Comparativa de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Simulado com as Ferramentas PVsyst e SAM (System Advisor Model). IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. Florianópolis/ SC.

FARAHAT, M. A.; METWALLY, H. M. B.; ABD-ELFATAH MOHAMED, A. Optimal choice and design of different topologies of DC-DC converter used in PV systems, at different climatic conditions in Egypt. *Renewable Energy*, v. 43, p. 393-402, 2012. ISSN 0960-1481.

GAO, L.; DOUGAL, R. A.; LIU, S.; IOTOVA, A. P. Parallel-Connected Solar PV System to Address Partial and Rapidly Fluctuating Shadow Conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Volume 56, pp. 1548-1556, 2009.

GONZALEZ, J. D. O., MARTINS, F. R. (2021). Performance evaluation of a PV system operating in a coastal city of the southeastern Brazilian region. In 2021 IEEE 48<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (pp. 2446- 2452). IEEE.

HICKEL, B. M., (2017). O Impacto no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Causado pelo Acúmulo de Sujidade sobre os Módulos FV – Metodologia e Através de Curvas IxV em Campo. 110 p, Dissertação (Mestrado – Programa de Pós- Graduação em Engenharia Civil), PPGE-UFSC, Florianópolis/SC.

HURAYB, K, Y. MOUMOUNI, F.A. ANON DA SILVA, Y. BAGHZOUZ. Evaluation of the Impact of Partial Shading on the Performance of a Grid-Tied Photovoltaic System. *Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2015 International Conference on.p.430 - 434. Jun,2015.

LOPES, I. Q. O., MELO, F. C. (2022). Avaliação Computacional de uma Unidade Consumidora de Média Tensão para a implantação de Minigeração Distribuída a partir de uma Usina Fotovoltaica de 2.760 kWp. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis/ SC.

LEOPOLDINO, A. L. M. Estratégia híbrida para rastreamento de máxima potência em sistemas fotovoltaicos sombreados. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica) - Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Rio de Janeiro, 2019.

MARES, F. M., (2019). Validação de Diferentes Modelos Matemáticos Aplicados na Previsão de Desempenho de Geradores Fotovoltaicos. 132 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) PPGE-UFPA, Belém-PA.

MACHADO, G. M. V., SILVA, J. L. S., MOREIRA, H. S., VARGAS, T. N., PRYM, G. C. S., VILLALVA, M. G (2020). Estudo de Caso de um Sistema Fotovoltaico Instalado no Campus da UNICAMP em Diferentes Softwares de Simulação. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza/ CE.

MELLIT, ADEL; KALOGIROU, SOTERIS A. MPPT-Based Artificial Intelligence Techniques for Photovoltaic Systems and its Implementation into field Programmable Gate

Array Chips: Review of Current Status and Future Perspectives. *Energy*. Volume 70, pp. 1-21, 2014.

MORAES, J. C. S., MAGALHÃES, I. L., PIMENTEL, S. P., MARRA, E. G. (2022). Análise comparativa dos Efeitos da Sujidade e do Sombreamento em Sistemas Fotovoltaicos Instalados em Telhado. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis/ SC.

ABNT NBR 16.274 (2014). ‘Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – Requisitos Mínimos para Documentação, Ensaio de Comissionamento, Inspeção e Avaliação de Desempenho’. Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT.

OLIVEIRA, F. S., PRIEB, C. W. M., KREZIGER, A. (2022). Impacto da Sujidade na Operação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. Florianópolis/ SC.

PARENTE, A. F., MONTE, A. K. L., PINTO, F. M. B. A. (2020). Estudo de Caso Comparativo do Potencial de Geração de Energia Elétrica de um Sistema Fotovoltaico Utilizando Diferentes Bases de Dados. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza/ CE.

RAMOS, M. R., MEDEIROS, J. V. F. F., MIRANDA, D., VILELA, O. C., PEREIRA, A. C., JATOBA, E. B., NETO, A. C., FILHO, J. B. M., (2022). Avaliação de Desempenho da Planta Fotovoltaica de 2,5 MWp do CRESO com Parametrização do Software PVsyst. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. Florianópolis/ SC.

RODRIGUES, M. J. S., (2017). Avaliação Teórica e Experimental de Geradores Fotovoltaicos Sob Diferentes Condições de Sombreamento. 144 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) PPGEE- UFPA, Belém/ PA.

RODRIGUES, M. J. S., TELES, M. B., SANTOS D. C., MACÊDO, W. N. (2018). Resultados Experimentais de Sombreamento Parcial em Módulos Fotovoltaicos. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado/ RS.

RODRIGUES, M. J. S. Metodologias de Avaliação de Geradores Fotovoltaicos em Situação de Sombreamento Parcial. 2022. 174 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - PPGEE-UFPA, Belém-PA.

ROMANELI, E.F.R., SANTOS, F. P., TIEPOLO, G, M., SOARES, J. J., NASCIMENTO, L. N. B. (2022). Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do IFAM Campus Manaus Centro em seu Primeiro Ano de Operação. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. Florianópolis/ SC.

SAID, S. Z.; THIAW, L.; WABUGE, C. W. Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Generators Partially Shaded Using a Hybrid Artificial Neural Network and Particle Swarm Optimization Algorithm. *International Journal of Energy and Power Engineering*. Volume 6, pp. 91-99, December 2017.

SANTOS, H. F. L., COSTA, V. M., ARAUJO, M. L. L., PIRES, F. O. T. S. B., REGNIER, L. O. (2020). Que Fonte de Dados Meteorológicos Utilizar no Brasil? Que Incerteza Esperar? Uma Comparação entre Diferentes Abordagens e Variadas Fontes de Dados. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza/ CE.

SILVA, Y. S., NETO, J. A. R., ALBUQUERQUE, L. O., AGUILAR, H. M., MACÊDO, W. N., GALHARDO, M. A. B. (2020). Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em uma Edificação de um Campus Universitário. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza/ CE.

SANTOS, H. F. L., COSTA, P. V. M., MOTTA, A. C. S. G., PIMENTEL, M. B. (2022). Problemas em Instalações Fotovoltaicas de Micro e Minigeração: por que ocorrem e como prevenir? IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis/ SC.

TELES, M. B., (2017). Avaliação Operacional das Diferentes Arquiteturas de Interligação de Geradores Fotovoltaicos à Rede Elétrica. 163 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) PPGEE-UFPA, Belém-PA.

TELES, M. B., RODRIGUES, M. J. S., MONTEIRO, W. L., COSTA, A. F. P., PINHO, J. T., MACÊDO, W. N. (2018). Avaliação Operacional de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede com Conversores C.C.-C.C. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado/ RS.

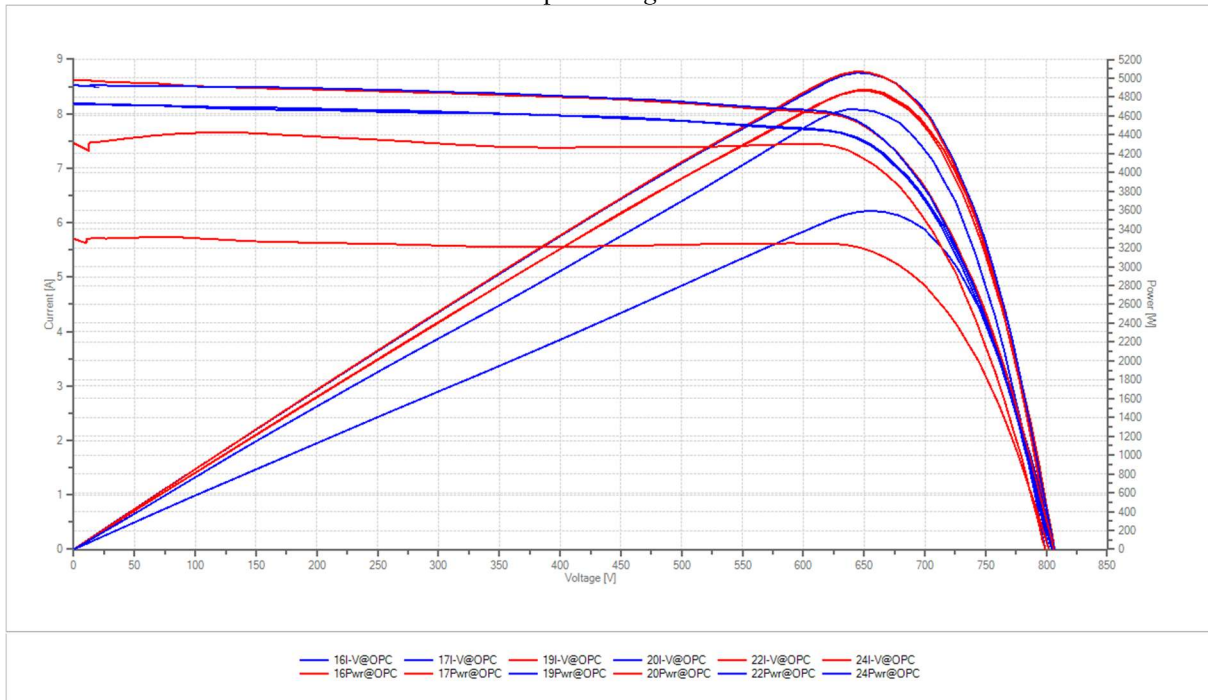
TRAMONTIN L. R., RAMPINELLI, G. A. (2022). Estudo de Revisão sobre as Técnicas Aplicadas na Modelagem de Sujidades Depositadas sobre a Superfície de Módulos Fotovoltaicos. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis/ SC.

URIARTE, S.; SÁENZ, M. J.; HERNANDO, F.; JIMENO, J. C.; MARTÍNEZ, V. E.; EGIDO, M. A.; ORDUZ, R.; IBAÑEZ, P.; ROMÁN, E.; ELORDUIZAPATARIETXE, S. Energy integrated management system for PV applications. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2005. p.2292-2295.

ZHU, Y., XIAO, W. (2020). A Comprehensive Review of Topologies for Photovoltaic I-V Curve Tracer. Solar Energy 196 (2020) p.346-357. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.12.020>.

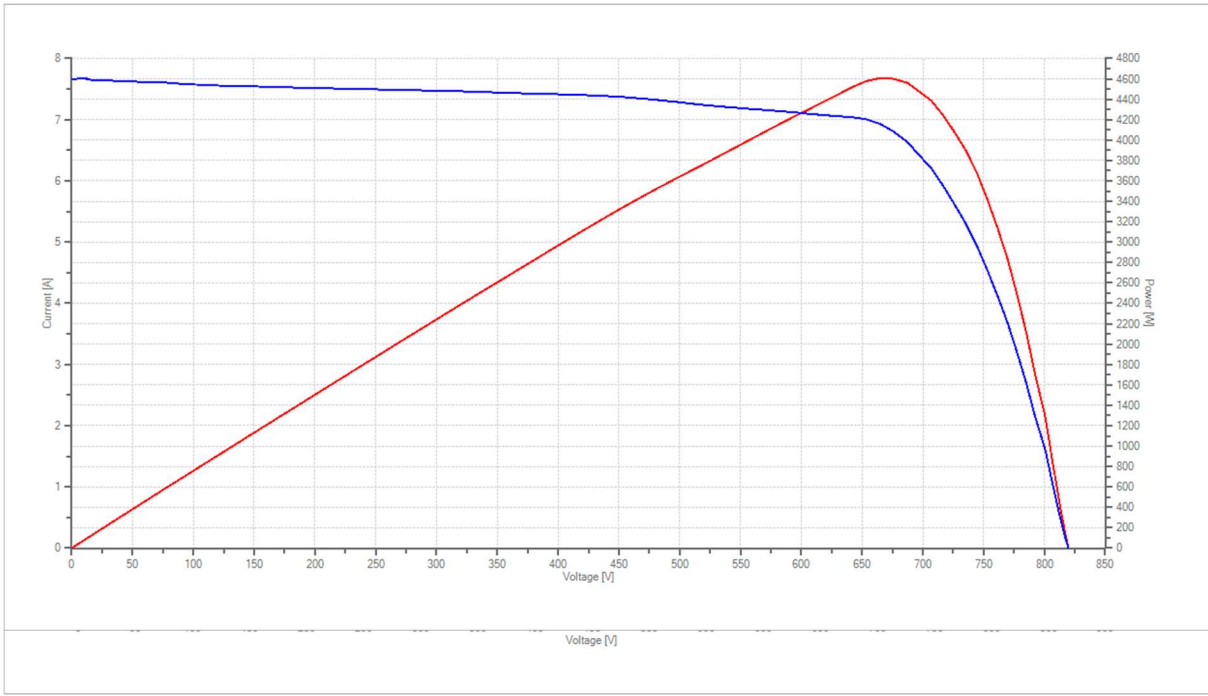
## APÊNDICE A – Curvas I-V para o arranjo “B” do sistema 5 medidas com o Solar IVE

Curvas IxV e PxV para *string* B1. Dados medidos.

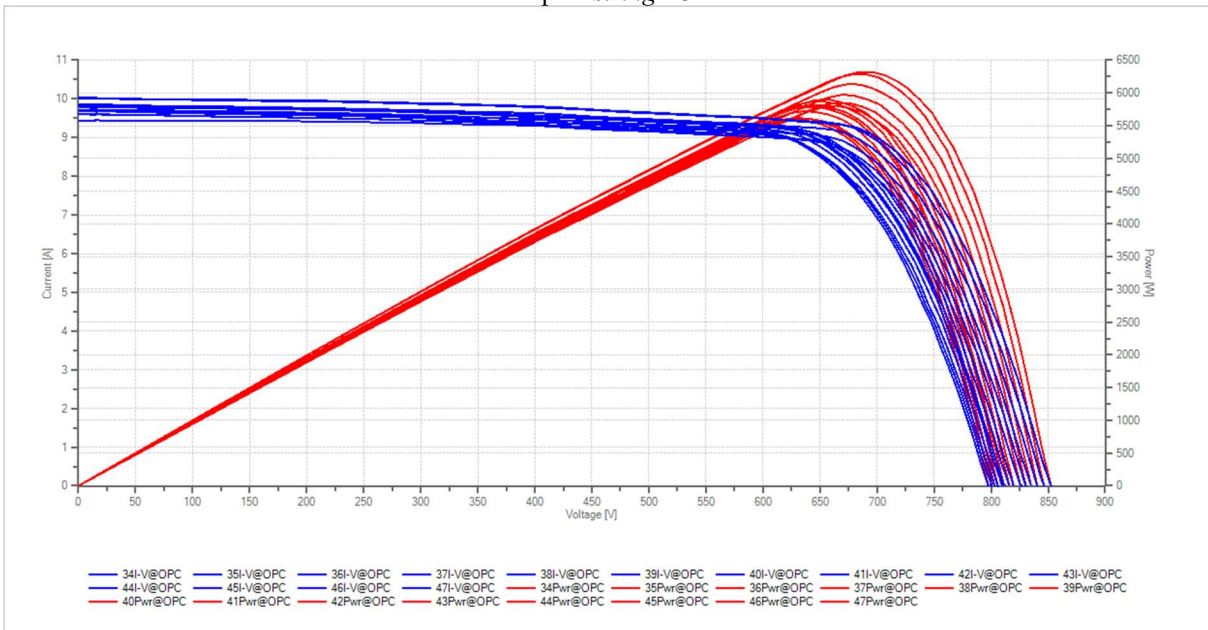


Curvas IxV e PxV para *string* B2. Dados medidos.

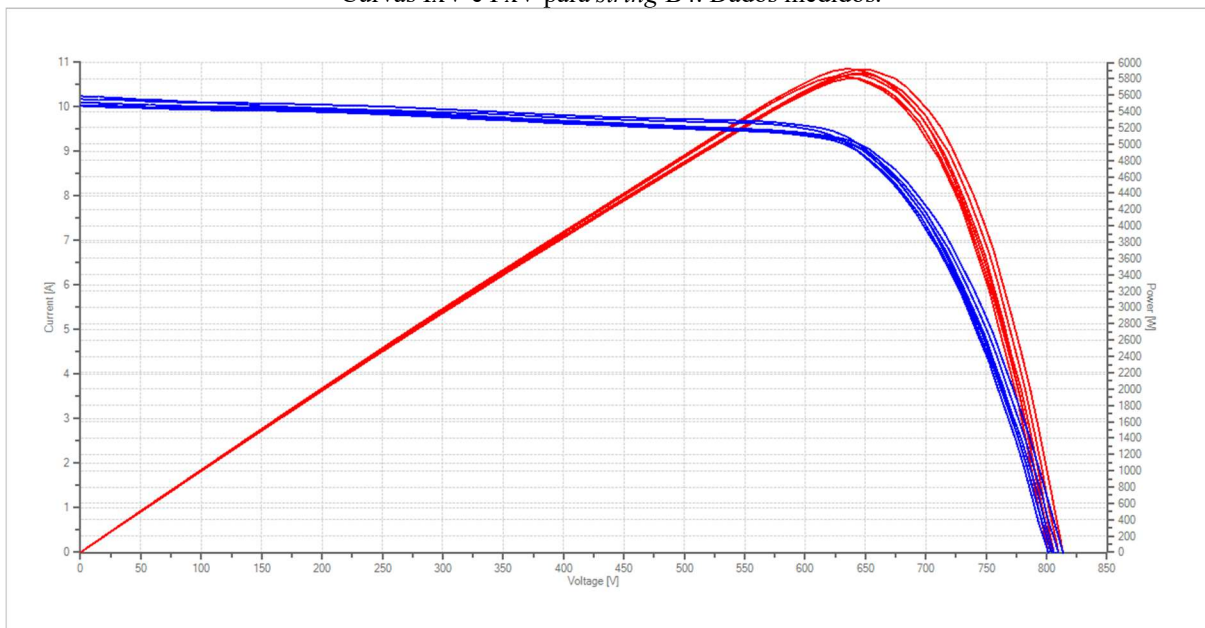




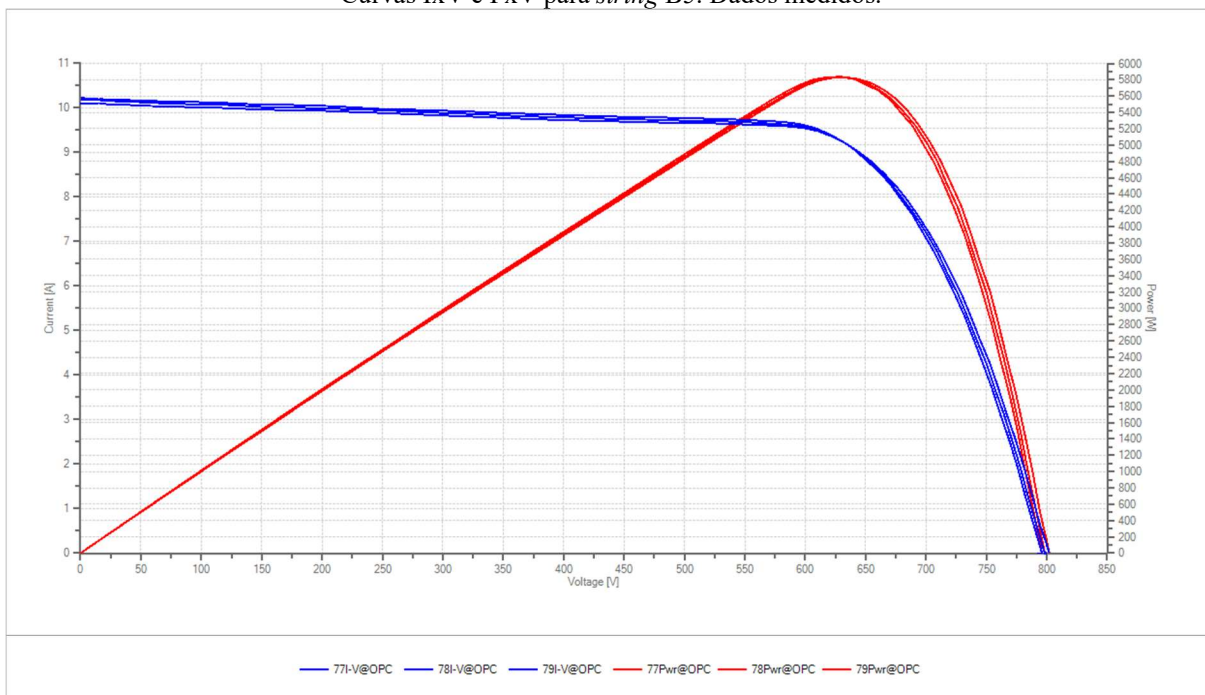
Curvas IxV e PxV para *string* B3. Dados medidos.



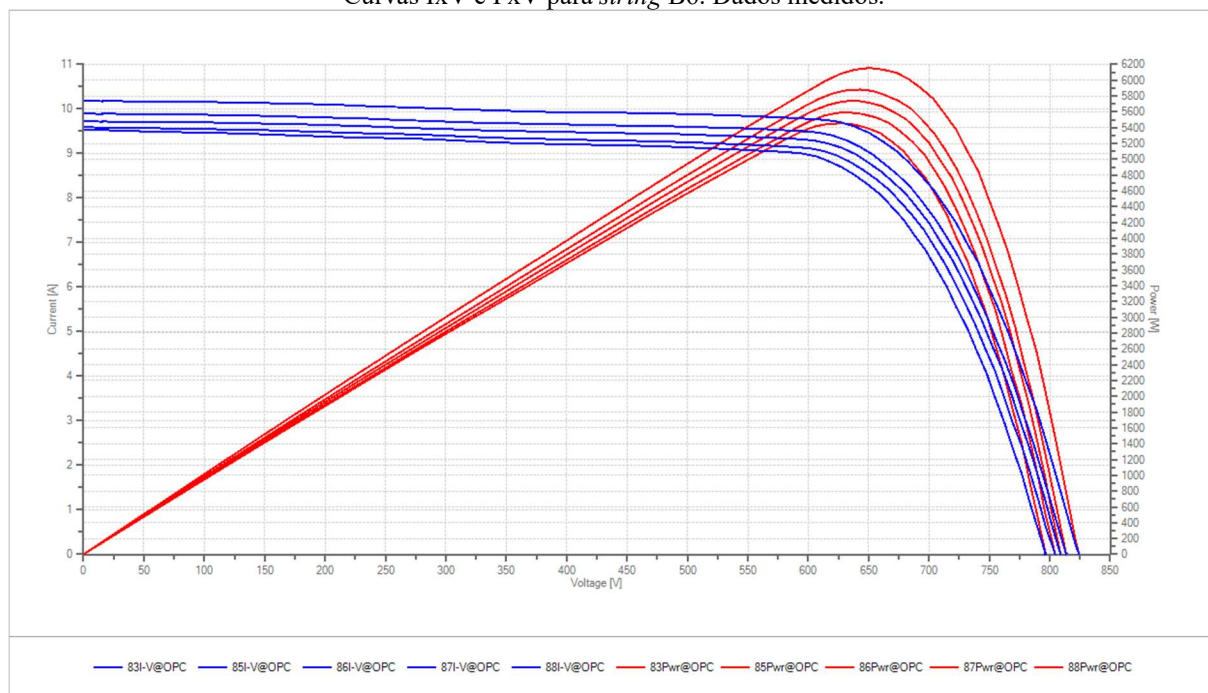
Curvas IxV e PxV para *string* B4. Dados medidos.



Curvas IxV e PxV para *string* B5. Dados medidos.



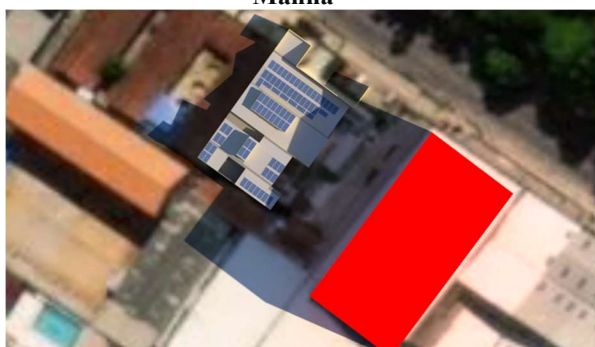
Curvas IxV e PxV para *string* B6. Dados medidos.



## APÊNDICE B – Resultados da Simulação 3D para Previsão de Sombras no Sistema 3

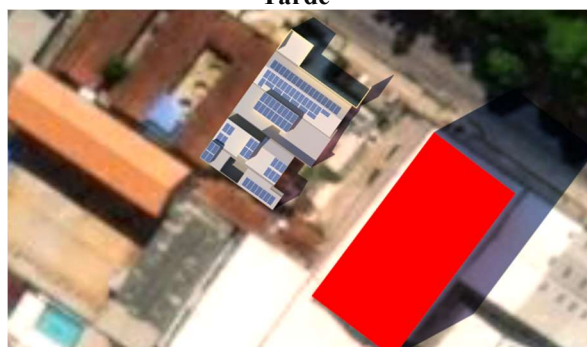
Simulação de sombreamento para o Sistema 3 ao longo de um ano. Dia 22 de cada mês. Parte 1.

Manhã



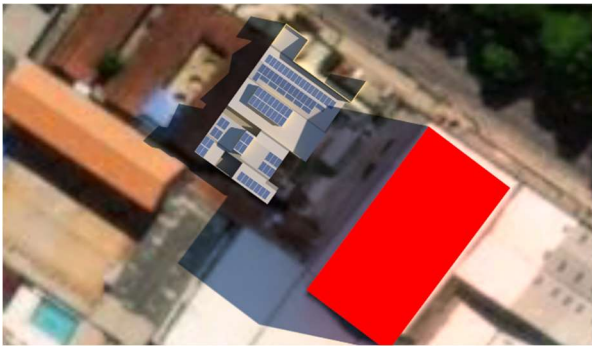
Jan - 9h

Tarde



Jan - 15h

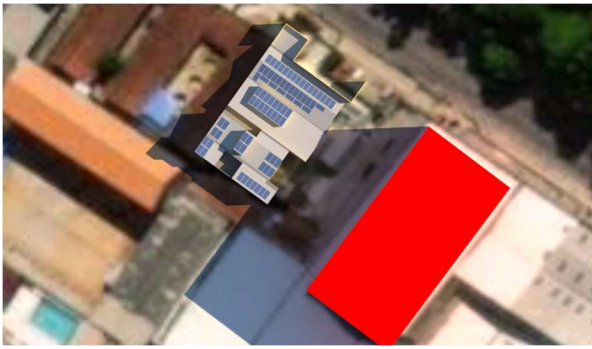




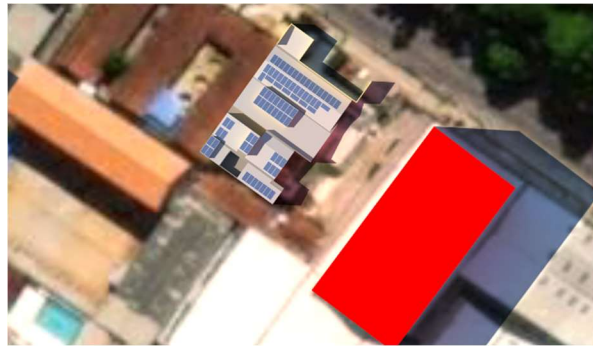
Fev - 9h



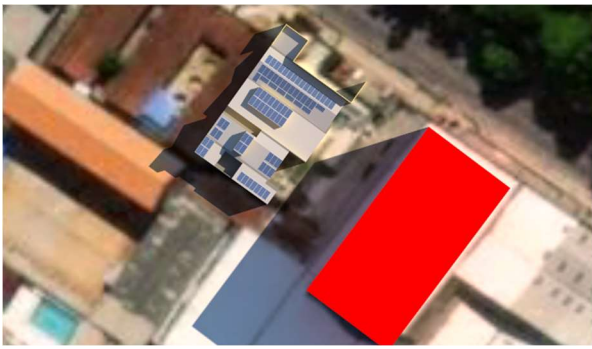
Fev - 15h



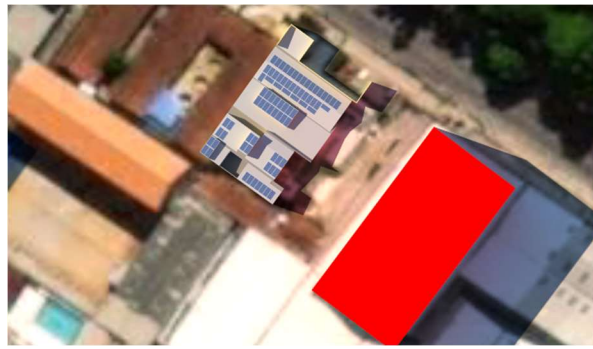
Mar - 9h



Mar - 15h

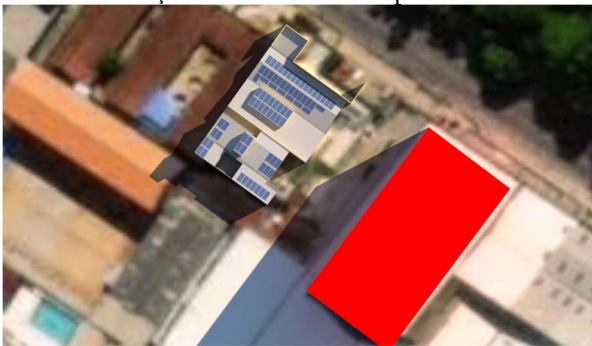


Abr - 9h



Abr - 15h

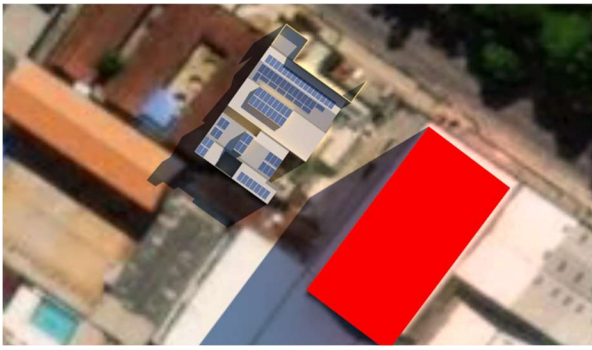
Simulação de sombreamento para o Sistema 3 ao longo de um ano. Dia 22 de cada mês. Parte 2.



Mai - 9h



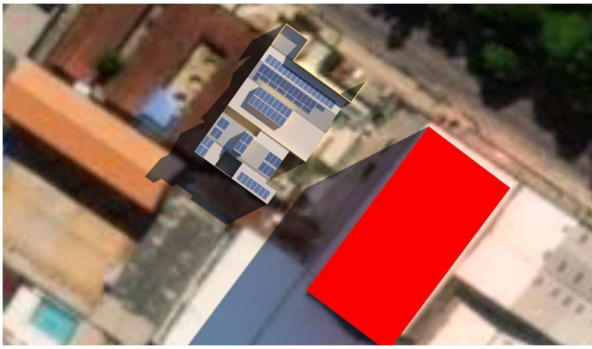
Mai - 15h



Jun - 9h



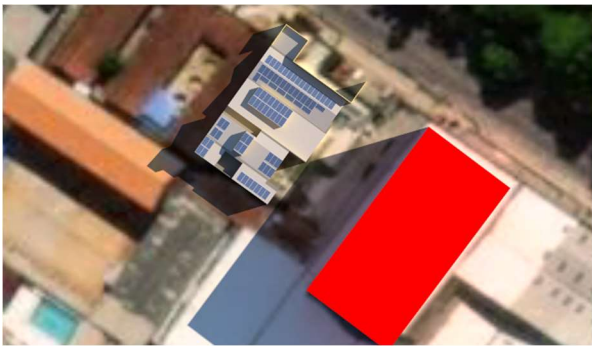
Jun - 15h



Jul - 9h



Jul - 15h

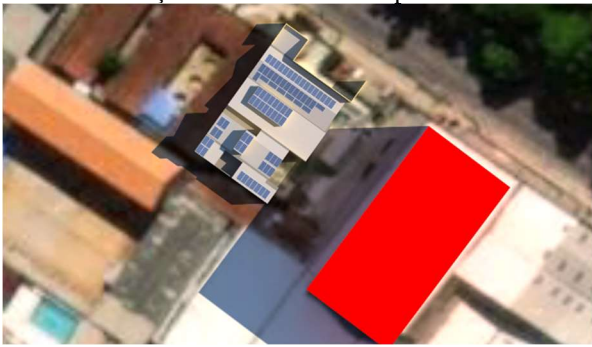


Ago - 9h

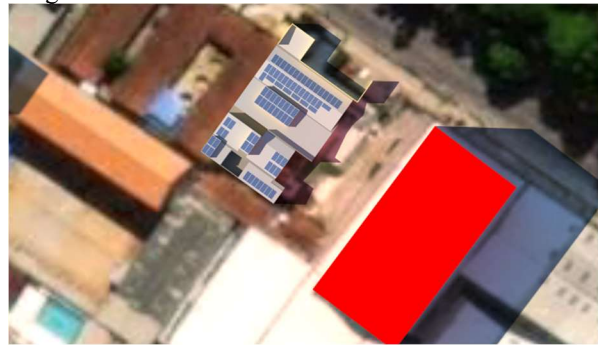


Ago - 15h

Simulação de sombreamento para o Sistema 3 ao longo de um ano. Dia 22 de cada mês. Parte 3.

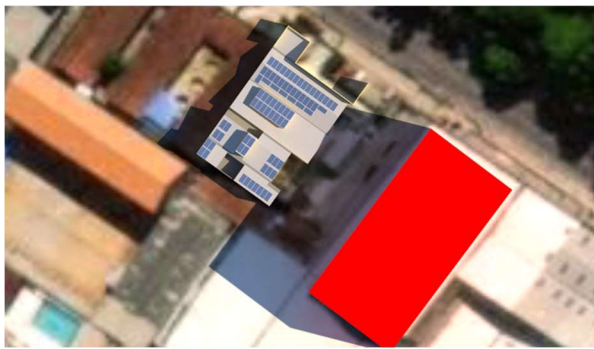


Set - 9h

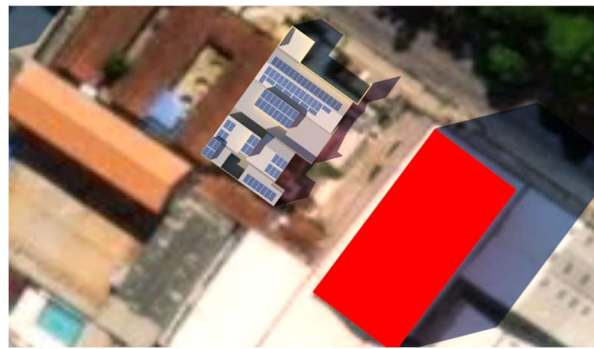


Set - 15h

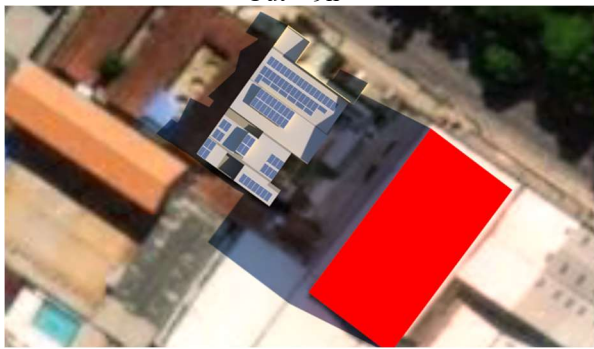




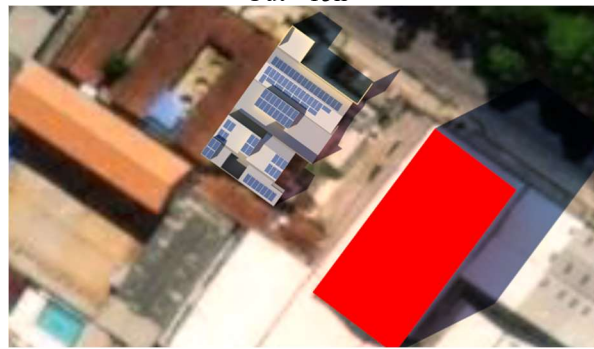
Out - 9h



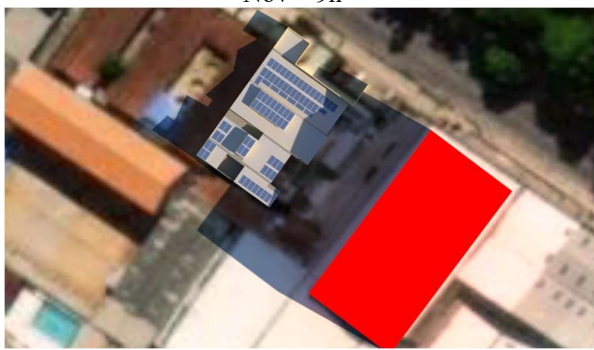
Out - 15h



Nov - 9h



Nov - 15h



Dez - 9h



Dez - 15h

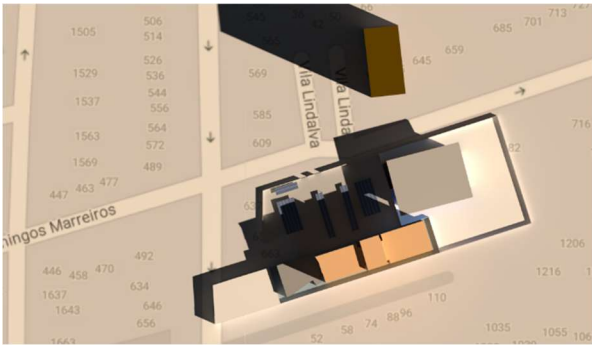
## APÊNDICE C – Resultados da Simulação 3D para Previsão de Sombras no Sistema 5

Simulação de sombreamento para o Sistema 5 ao longo de um ano. Dia 22 de cada mês. Parte 1.

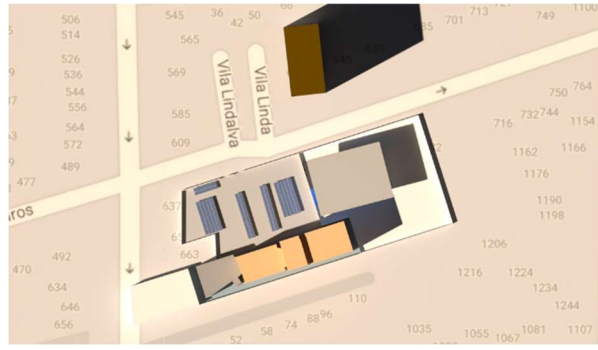
**Manhã**

**Tarde**

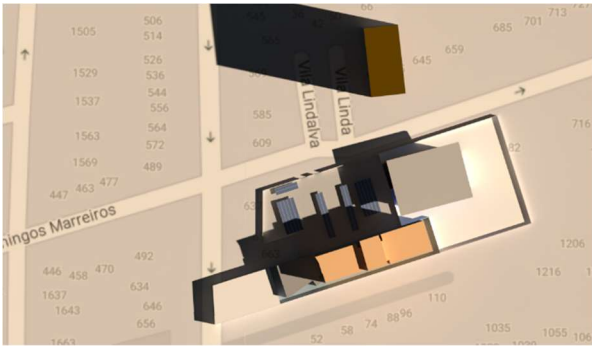




Jan - 9h



Jan - 15h



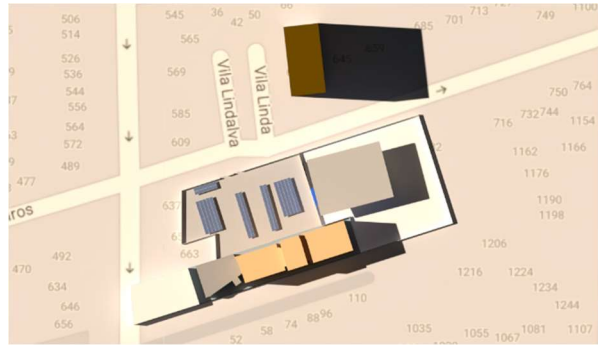
Fev - 9h



Fev - 15h



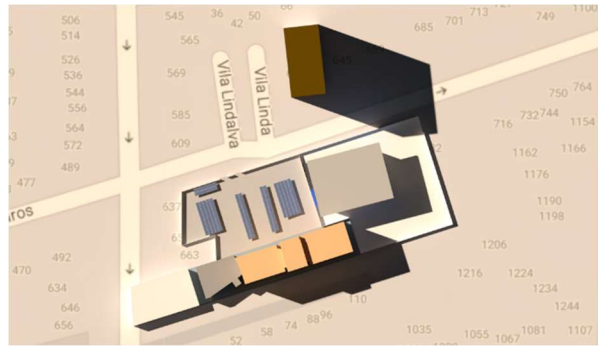
Mar - 9h



Mar - 15h



Abr - 9h

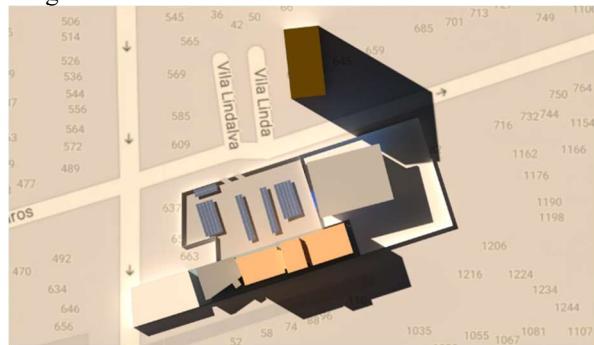


Abr - 15h

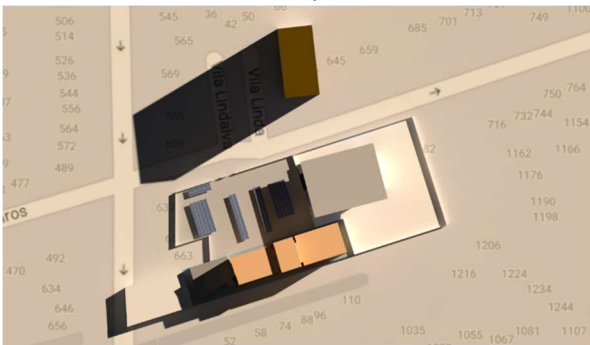
Simulação de sombreamento para o Sistema 5 ao longo de um ano. Dia 22 de cada mês. Parte 2.



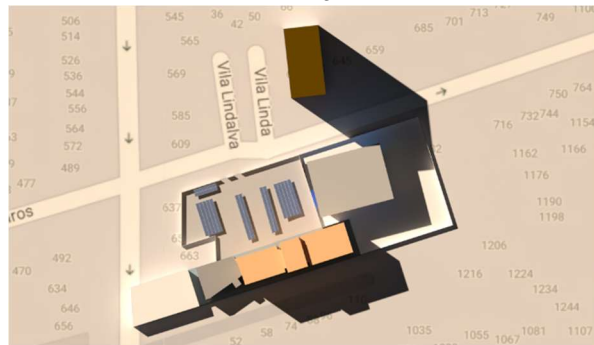
Mai - 9h



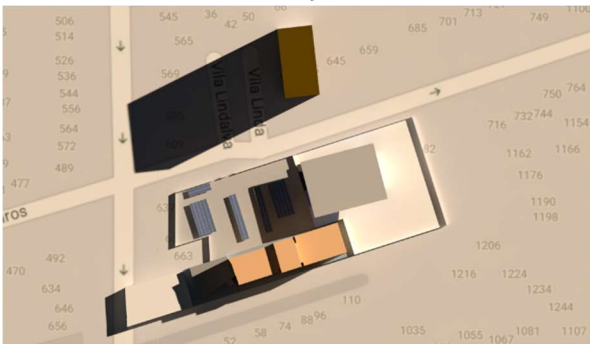
Mai - 15h



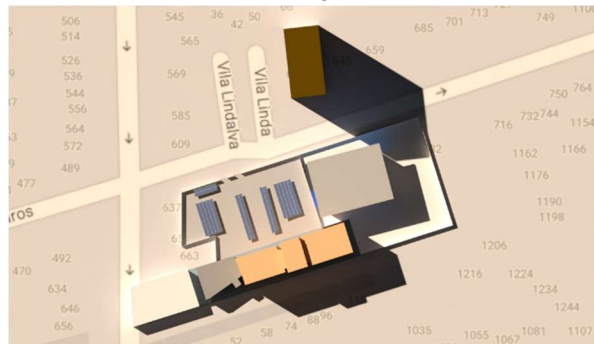
Jun - 9h



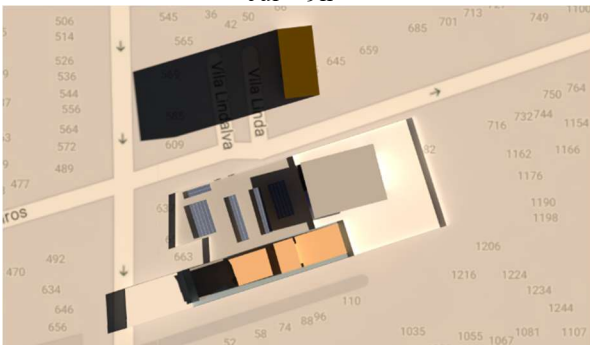
Jun - 15h



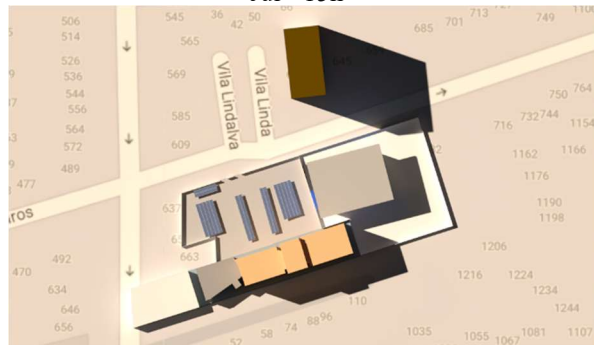
Jul - 9h



Jul - 15h

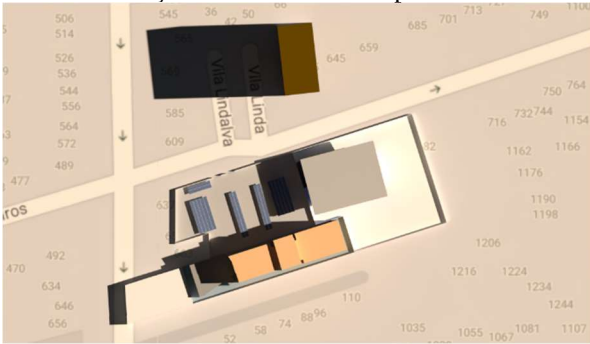


Ago - 9h

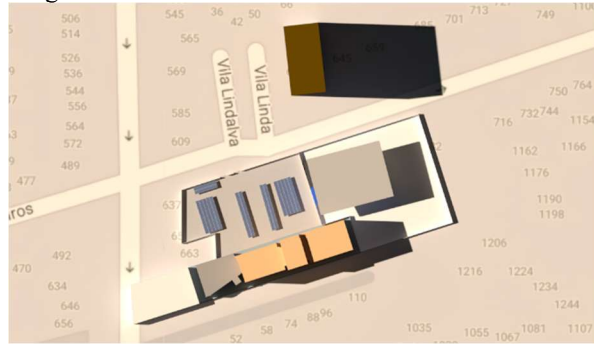


Ago - 15h

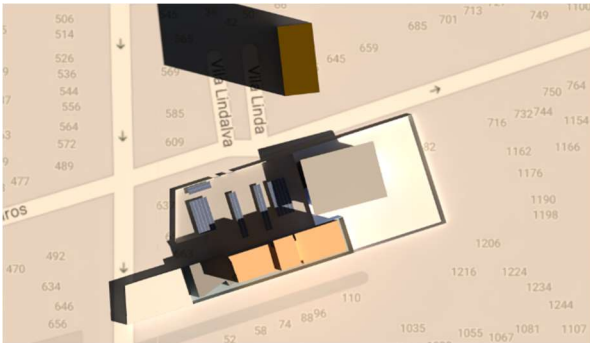
Simulação de sombreamento para o Sistema 5 ao longo de um ano. Dia 22 de cada mês. Parte 3.



Set - 9h



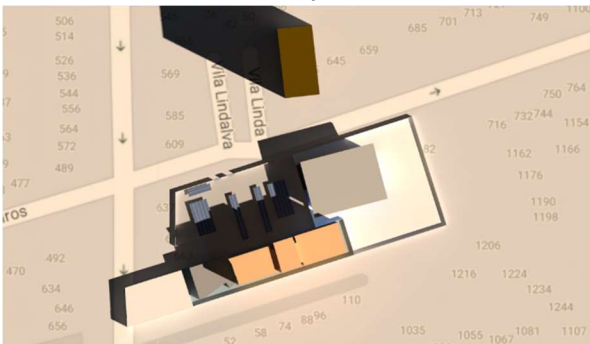
Set - 15h



Out - 9h



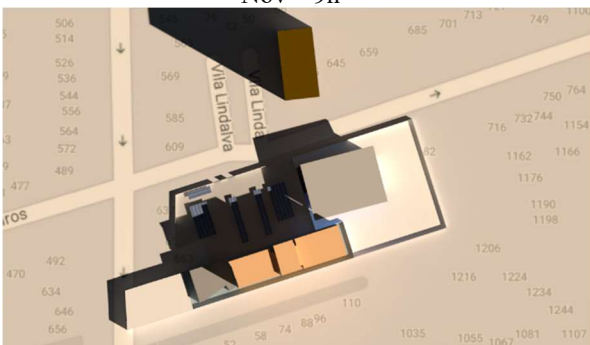
Out - 15h



Nov - 9h



Nov - 15h



Dez - 9h



Dez - 15h