

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

AVALIAÇÃO TEÓRICA E EXPERIMENTAL DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO

MARINALDO DE JESUS DOS SANTOS RODRIGUES

DM 31 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

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

MARINALDO DE JESUS DOS SANTOS RODRIGUES

AVALIAÇÃO TEÓRICA E EXPERIMENTAL DE GERADORES FOTOVOLTAICOS
SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO

DM 31 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

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

MARINALDO DE JESUS DOS SANTOS RODRIGUES

AVALIAÇÃO TEÓRICA E EXPERIMENTAL DE GERADORES FOTOVOLTAICOS
SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a 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
2017

Rodrigues, Marinaldo de Jesus dos Santos, 1983-

Avaliação teórica e experimental de geradores fotovoltaicos sob diferentes condições de sombreamento / Marinaldo de Jesus dos Santos Rodrigues.- 2017.

Orientador: Wilson Negrão Macedo

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica , Belém, 2017.

1. Sistemas de energia fotovoltaica – testes. I. Título.

CDD 23. ed. 621.31244

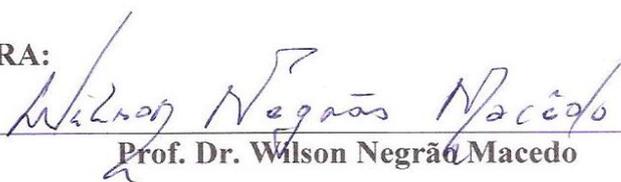
**“AVALIAÇÃO TEÓRICA E EXPERIMENTAL DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS SOB DIFERENTES CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO”**

AUTOR: MARINALDO DE JESUS DOS SANTOS RODRIGUES

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.

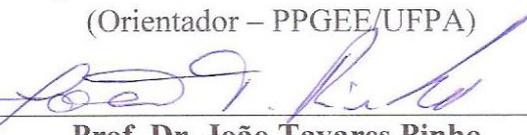
APROVADA EM: 10/08/2017

BANCA EXAMINADORA:



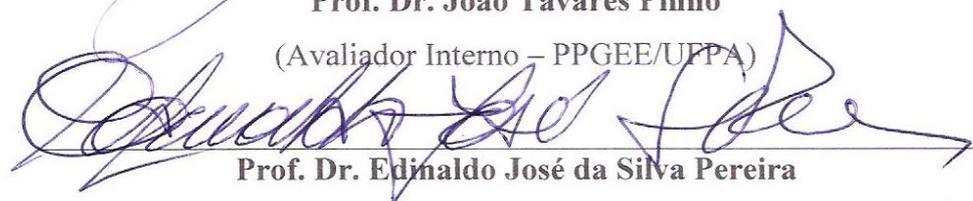
Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo

(Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. João Tavares Pinho

(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira

(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo

(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)



Prof. Dr. Luis Guilherme Monteiro Oliveira

(Avaliador Externo – PUC MINAS)



Prof. Dr. Marcelo Pinho Almeida

(Avaliador Externo – USP)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar vida e tranquilidade nos momentos difíceis. Sei que Ele sempre estará comigo, indicando o caminho que devo seguir.

Agradeço a minha mãe por todo o sacrifício feito por ela, por ter suportado a minha ausência ao longo desses anos, pela ajuda incondicional e por me fazer acreditar que sou capaz. Ao meu pai pela confiança, pelos incentivos e pela paciência comigo.

Agradeço aos meus avós por seu amor dedicado a mim, pelo carinho e pelo respeito. A minha irmã pelo carinho, amor e dedicação, a minha sobrinha pelo seu amor, a minha namorada, que sempre esteve ao meu lado, agradeço pela sua paciência, compreensão e seu amor incondicional.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo, que, desde o primeiro momento me apoiou de maneira incondicional, fornecendo todo o apoio necessário para a concretização deste trabalho. Como orientador, é totalmente diferente do perfil tradicional, tendo atuado de forma direta em todas as etapas, indo muito além de uma relação professor aluno, se tornando um grande amigo admirável não apenas pela sua capacidade profissional, mas pela pessoa que muitos deveriam se espelhar. Muito obrigado Professor!

Aos Professores Dr. João Tavares Pinho e Dr. Edinaldo, por todo o conhecimento adquirido através da convivência, e pelas lições de vida aprendidas nas suas palavras.

Ao Prof. Dr. Marcos Galhardo, que também contribuiu de forma significativa para a concretização deste trabalho, além disso, pelos ensinamentos diários, pela sua paciência e serenidade dedicadas a mim. A Heliana, pela sua amizade e pelos vários cafés (foram muitos).

Aos meus amigos de laboratório, por todos os momentos divertidos e todas as dificuldades superadas nesses 2 anos de convivência. Em particular ao Mailson, Keila, Pedro, Wilson, Renato, Wesley, Diego, Alex, Ivan, João, Jorge e Fabrício.

Ao prof. Dr. Silvio Bispo do Vale, pelos ensinamentos, pela paciência e por acreditar no meu potencial e nunca me deixar desistir.

Ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE).

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia (INCT-EREEA)

Ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) pela bolsa de estudos durante o período de realização deste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	XIV
RESUMO	XVII
ABSTRACT	XVIII
INTRODUÇÃO.....	1

CAPÍTULO 1 TIPOS DE SOMBREAMENTO EM GERADORES FOTOVOLTAICOS E SEUS EFEITOS..... 5

1.1 Sombreamento Temporário	5
1.2 Sombreamento em Consequência da Localização.....	14
1.3 Disposições Estruturais de Sistemas Fotovoltaicos	15
1.4 Diodos de Desvio.....	19
1.5 Efeito do Sombreamento na Curva I-V (Corrente <i>versus</i> Tensão) e P-V (Potência <i>versus</i> Tensão).....	20

CAPÍTULO 2 INDÍCES DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO SOB CONDIÇÃO DE SOMBREAMENTO 25

2.1 Produtividade do Sistema (Y_F)	25
2.2 Produtividade de Referência (Y_R).....	26
2.3 Desempenho Global (PR)	27
2.4 Produtividade do Arranjo (Y_A)	27
2.5 Perdas por Captura (L_C).....	27
2.6 Eficiência de Conversão Fotovoltaica Média (η_{FV}).....	28
2.7 Eficiência de Seguimento de Ponto de Máxima Potência (η_{SPMP}).....	28
2.8 Fator de Impacto da Sombra (FIS)	29
2.9 Modelos de Estimativa das Perdas por Sombreamento em GFVs	30
2.9.1 O Modelo Proposto Martínez-Moreno (2010).....	31
2.10 Metodologia de Aplicação de Sombreamento	35

CAPÍTULO 3 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS MONITORADOS 40

3.1 SISTEMA 01	41
3.2 SFCR 02.....	43
3.3 SFCR 03.....	46

3.4 SFCR 04.....	48
------------------	----

CAPÍTULO 4 RESULTADOS OPERACIONAIS DE SFCR EM DIFERENTES SITUAÇÕES DE SOMBREAMENTO.....51

4.1. SISTEMA 01	51
4.1.1 Metodologia de Avaliação de Módulos FV	51
4.1.2 Sombreamento Sobre os Módulos FV	54
4.1.3 Resultados dos Sombreamentos Realizados	56
4.2. SFCR 02	68
4.2.1 Metodologia de avaliação	66
4.2.2 Períodos de sombreamento sobre o GFV	69
4.2.3 Resultados da avaliação dos oito meses de Operação	78
4.2.3.1 Recurso Solar e Produção de Energia.....	78
4.3. SFCR 03	87
4.3.1 Avaliação do GFV	87
4.3.2 Resultados do Sombreamento Realizado	90
4.4. SFCR 04	104
4.4.1 Operação Normal.....	104
4.4.2 Tipos de Sombreamentos Realizados	109
4.4.3 Resultados dos Sombreamentos Realizados	112

CONCLUSÃO 121

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 123

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Sombreamento causado pelo transitório de nuvens: (a) usina em DeSoto (Texas), Estados Unidos (b) usinas em Brandenburg - Briest, Alemanha	6
Figura 1.2 – Amortecimento das flutuações de potência injetada na rede provocado pela característica de filtro passa-baixa de um sistema fotovoltaico: (a) Situação com vários eventos de sombreamento; (b) Influência da área do gerador fotovoltaico no amortecimento das flutuações	7
Figura 1.3 – Sombreamento causado pelo acúmulo de sujeira nos módulos fotovoltaicos	11
Figura 1.4 – Sombreamento causado pelas árvores do entorno do gerador revitalizado e ampliado	11
Figura 1.5 - Níveis de intensidade de poeira em todo o mundo	12
Figura 1.6 - Sombreamento causado pelo acúmulo de excremento de pássaros de um dia (usina flutuante no Reino Unido)	12
Figura 1.7 - Sombreamento causado pelo excremento de pássaro em uma das células do módulo FV	13
Figura 1.8 - Sombreamento causado por uma folha caída sobre um módulo que compõe o GFV	14
Figura 1.9 – Sombreamento causado por um galho de uma árvore sobre o módulo de um GFV	14
Figura 1.10 - Sombreamento causado por uma árvore nas primeiras horas da manhã sobre um GFV instalado na área de testes do GEDAE	15
Figura 1.11 - Sombreamento causado pela edificação sobre um GFV instalado na área de testes do GEDAE	15
Figura 1.12 - GFV de 10 kWp com duas bases de inclinações diferentes	16
Figura 1.13 – Fator de espaçamento	17
Figura 1.14 – Determinação da distância mínima	17
Figura 1.15 - Determinação da distância mínima entre fileiras	18
Figura 1.16 - Sombreamento causado por um poste distante	18
Figura 1.17 - Sombreamento causado por um poste nas proximidades de um módulo fotovoltaico	19
Figura 1.18 - Representação de um módulo FV com três diodos de desvio	20
Figura 1.19 - Mudança no MPP com a radiação solar uniforme e temperatura	21
Figura 1.20- Características típicas de um GFV	21
Figura 1.21 - Pontos de GMPP e LMPP em uma curva de Potência de GFV	22
Figura 1.22 - Efeito do sombreamento na curva I-V e P-V de módulos fotovoltaicos	23
Figura 2.1 – Diagrama representando os principais parâmetros de interesse para avaliação de um SFCR	26
Figura 2.2 – Exemplo de sombreamento de 100% de uma fileira de células na vertical	30
Figura 2.3 - Perfis de sombreamento em arranjos de 25 kW de uma planta FV comercial instalada em Almería, Espanha	34
Figura 2.4 - Validação do modelo proposto por Martínez-Moreno et. al. (2010): Redução de potência estimada pelo modelo apresentado na Equação 2.14 versus valores experimentais. A linha tracejada destaca a conformidade entre os valores estimados e obtidos experimentalmente	34
Figura 2.5 – Sistema de referência para módulo FV	35
Figura 2.6 – Padrões de sombreamento para bloqueio da radiação direta e difusa em módulos fotovoltaicos	36
Figura 2.7 – Sombreamentos realizados nas fileiras das células de um módulo FV	36

Figura 2.8 – Sombreamentos realizados nas fileiras dos módulos.....	37
Figura 2.9 – Sombreamentos (a) com um poste, (b) com anteparo de 1m, (c) e (d) com cabo elétrico	37
Figura 2.10 – Efeito causado pelo sombreamento simulado por sujeira sobre o módulo FV..	38
Figura 2.11 – Sombreamentos realizado com a sujeira em 50 e 100% tanto na vertical quanto na horizontal.....	38
Figura 3.1 – Visão geral da localização dos sistemas monitorados no laboratório GEDAE. ..	40
Figura 3.2 – Visão geral de parte do SISTEMA 01.....	41
Figura 3.3 – Esquema básico de ligação para medição e monitoramento dos módulos fotovoltaicos.	42
Figura 3.4 – Estrutura do gerador FV e sensor de irradiância.....	44
Figura 3.5 – Localização do inversor, datalogger e sensor box.	44
Figura 3.6 – Sensores: (a) Irradiância e (b) Temperatura.....	45
Figura 3.7 – Diagrama multifilar do SFCR 02.....	45
Figura 3.8 – Equipamentos que compõe o SFCR 03.....	47
Figura 3.9 – Diagrama multifilar do SFCR 03.....	48
Figura 3.10 – Conversor c.c- c.c. SolarEdge P350.....	49
Figura 3.11 – Visão geral do SFCR 04.....	50
Figura 3.12 – Diagrama multifilar do SFCR 04.....	50
Figura 4.1 – Pares dos módulos para a metodologia adotada.....	52
Figura 4.2 – Diferença de produção de energia das 9 medições dos três primeiros meses de 2017.....	53
Figura 4.3 – Diferença entre as magnitudes de corrente dos módulos produzida pelos pares 60MCI.....	54
Figura 4.4 – Sombreamento realizado com cabo elétrico na vertical dos módulos FV.....	55
Figura 4.5 – Sombreamento realizado com cabo elétrico na horizontal dos módulos FV.....	56
Figura 4.6 – Sombreamento realizado com papelão: (a) 20 % areá do módulo 60MCI (b) 80 % do módulo KD250GH – 4FB2	56
Figura 4.7 – Família de curvas I-V do par de módulo SW230 para faixa de irradiância de 500 a 580 W/m ² : (a) módulo não sombreado e (b) módulo sombreado.....	57
Figura 4.8 – Família de curvas I-V do par de módulo YGLY245P para faixa de irradiâncias entre 500 a 580 W/m ² : (a) módulo não sombreado e (b) módulo sombreado.....	57
Figura 4.9 – Sombra efetiva do cabo elétrico sobre o módulo SW230.....	58
Figura 4.10 – Família de curvas I-V do par de módulo FV SW230 e YGLY245P: (a) módulo SW230 não sombreado, (b) módulo SW230 sombreado, (c) módulo YGLY245P não sombreado e (d) módulo YGLY245P sombreado.....	58
Figura 4.11 – Valores de potência para o par de módulo SW230.....	59
Figura 4.12 – Valores de potência para o par de módulo SW230.....	59
Figura 4.13 – Valores de potência para o par de módulo SW230 com sombreamento na vertical.....	60
Figura 4.14– Valores de potência para o par de módulo YGLY245 com sombreamento na vertical.....	60
Figura 4.15 – Curvas de I-V e P-V do módulo KD250GH – 4FB2.....	62
Figura 4.16 – Curvas de I-V e P-V do módulo 60MCI.....	63
Figura 4.17 – Esquema elétrico do módulo 60MCI.....	67
Figura 4.18 – Comparação entre o módulo KD250GH – 4FB2 e o módulo 60MCI.....	67
Figura 4.19 – Carta solar do gerador fotovoltaico com sombreamento do prédio e da árvore.....	69

Figura 4.20 – Localização do gerador fotovoltaico na área de testes do GEDAE.....	70
Figura 4.21– Simulação da projeção de sombras sobre o GFV: (a) manhã e (b) tarde.....	70
Figura 4.22 – Projeção da sombra sobre o módulo fotovoltaico da Figura 4.21 (b) e a atuação do diodo de desvio.....	71
Figura 4.23 – Irradiância medida no plano do GFV e da estação meteorológica (EM) no plano horizontal para o dia 30 de janeiro de 2015.....	72
Figura 4.24 – Irradiância medida no plano do GFV e da estação meteorológica no plano horizontal (EM) e a irradiação acumulada para o dia 19 de fevereiro de 2015.....	72
Figura 4.25 – Perda devido ao sombreamento do prédio no dia 19 de fevereiro de 2015..	73
Figura 4.26 – Simulação da projeção de sombras sobre o GFV: 15:55h dos dias 01/03/2015 (a) e dia 31/03/2015 (b)..	73
Figura 4.27– Comparação entre a simulação e o real: (a) sombra da árvore em um dado instante pela manhã, (b) simulação da sombra da árvore em um dado instante pela manhã, (c) sombra da edificação em um dado instante pela tarde e (d) simulação da sombra da edificação em um dado instante pelo período da tarde..	74
Figura 4.28 - Detalhes do poste utilizado para projetar a sombra e das células de referência utilizadas para medição da irradiância na zona de sombreamento e no plano do GFV..	75
Figura 4.29 – Exemplos dos sombreamentos simulados: (a) Número de blocos sombreados igual a dois ($N_{SB}=2$); (b) Número de blocos sombreados igual a quatro ($N_{SB}=4$); (c) Número de blocos sombreados igual a oito ($N_{SB}=8$).....	76
Figura 4.30- Potência desenvolvida pelo GFV, medida e calculadas, sob diferentes condições de sombreamento.....	78
Figura 4.31 - Dados de radiação solar: (a) Comparação entre a radiação medida e simulada, (b) Produção de energia entregue a rede elétrica.....	79
Figura 4.32 - Dados da produção de energia e irradiação: (a) Produção de energia nos meses de maio e junho, (b) Irradiação dos dias de maio e junho.....	80
Figura 4.33 - Produção de eletricidade e geração acumulada para dois dias de maio e junho: (a) Para o dia 15 e (b) Para o dia 26.	81
Figura 4.34 – Eficiência média diária do GFV e os períodos de sombreamentos da Figura 4.19.	82
Figura 4.35– Eficiência média diária de SPMP do inversor.....	83
Figura 4.36 - Curva de potência do gerador FV e a Eficiência de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP): (a) Para as medições no período da manhã do dia 30/01 (b) Para as medições no período da tarde do dia 30/01..	83
Figura 4.37 - Eficiência de Seguimento do Ponto de Máxima Potência para o dia 30/01.	84
Figura 4.38- Desempenho do GFV: Produtividade de referência, do gerador e as perdas por captura.	85
Figura 4.39 - Desempenho do sistema: Produtividade média mensal e Rendimento Global... ..	85
Figura 4.40 – Vista da área do SFCR da UNICRED, Belém – PA.	86
Figura 4.41 – Projeções de sombra no SFCR da UNICRED nos dias e horários de (a) 21 de junho às 9 h; (b) 21 de dezembro às 9 h; (c) 21 de junho às 16 h; (d) 21 de dezembro às 16 h.	86
Figura 4.42 – Comportamento dos valores mensais de YR e YF.Desempenho global médio do sistema..	87
Figura 4.43– GFVs que constituem o SFCR 03.....	88
Figura 4.44– Sombreamento de uma fileira na vertical de um dos módulos fotovoltaicos do SFCR 03.	88
Figura 4.45– Visão geral de medição das variáveis com o watímetro..	89
Figura 4.46 – Localização dos sensores de temperatura do SFCR 03.....	90
Figura 4.47 – Geração de energia elétrica dos primeiros dias de operação do SFCR 03.....	90

Figura 4.48 – Operação inadequada do GFV sombreado aumentando significativamente as perdas de potência..	92
Figura 4.49 – Produtividade diária para o sombreado de 100 % da fileira na vertical.....	93
Figura 4.50 – Valores de temperatura para quadro dias: (a) medição M1, (b) medição M2, (c) medição M3 e (d) medição M4.....	93
Figura 4.51 – Geração de energia elétrica para sombreado de 100% e 75 % na horizontal.	95
Figura 4.52 – Visor do inversor que estava submetido ao sombreado na horizontal.....	96
Figura 4.53 – Geração de energia elétrica no barramento c.a. para sombreado de 25 % na horizontal e na vertical.	97
Figura 4.54 – Parâmetros elétricos e irradiância para um dia de operação dos SFCR 03: Com sombreado de 25% de uma fileira de células na vertical (em azul) e sem sombreado (em preto)..	98
Figura 4.55 – Variação do comportamento das curvas I-V e P-V do GFV trabalhando com diferentes irradiâncias com e sem sombreado..	99
Figura 4.56 – Parâmetros elétricos e irradiância para um dia de operação dos SFCR 03: Com sombreado de 25% de uma fileira de células na horizontal (em azul) e sem sombreado (em preto)..	101
Figura 4.57 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV livre de sombreados, para 4 dias dos meses de: janeiro, fevereiro, junho, setembro e dezembro.	105
Figura 4.58 – Sombreado realizado no SFCR 04: - 50% da área das células numa fileira na vertical..	109
Figura 4.59 – Sombreado realizado no SFCR 04: - 100% da área das células numa fileira na horizontal..	110
Figura 4.60 – Sombreado realizado no SFCR 04: Folhas sobre células dos módulos FV..	111
Figura 4.61 – Sombreado realizado com sujeira extraída de módulos FV instalados na fachada do GEDAE.	112
Figura 4.62 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os 7 primeiros dias monitorados do mês de maio..	113
Figura 4.63 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os sete últimos dias monitorados do mês de maio monitorados.	114
Figura 4.64 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os dias monitorados do mês de junho.	116
Figura 4.65 – Detalhe da simulação de sombreado com folha colocada sobre o módulo FV: (a) Folha no início da manhã; (b) Folha no final da tarde após a incidência de sol e chuva.	118
Figura 4.66 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os dias monitorados do mês de julho..	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Características relevantes de nuvens para geração fotovoltaica.....	9
Tabela 3.1 – Identificação dos módulos FV presentes no SISTEMA 01.....	43
Tabela 3.2 – Características elétricas nominais dos módulos SW230, YGLY245P e KD250H-4FB2.	43
Tabela 3.3 – Especificações elétricas do módulo ALEO S-19.....	44
Tabela 3.4 – Especificações técnicas do inversor Sunny Boy 1200.....	46
Tabela 3.5 - Especificações técnicas do módulo FV JAP6-60-265/3BB.	48
Tabela 3.6 – Parâmetros elétricos do conversor SolarEdge P350.....	49
Tabela 3.7 – Parametros elétricos do inversor SE2200.....	49
Tabela 4.1 – Produção de energia das 9 medições dos três primeiros meses de 2017.....	52
Tabela 4.2 – Produção de energia de 3 medições dos módulos 60MCI E KD250GH-4FB2...	53
Tabela 4.3 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 20 % da área de uma célula na horizontal.	61
Tabela 4.4 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 20 % da área de uma célula na vertical.....	62
Tabela 4.5– Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 40 % da área de uma célula na horizontal e na vertical.....	64
Tabela 4.6 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 60 % da área de uma célula na horizontal e na vertical.....	65
Tabela 4.7 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 80 % da área de uma célula na horizontal e na vertical.....	65
Tabela 4.8 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 100 % da área de uma célula na horizontal e na vertical.....	66
Tabela 4.9– Parâmetros utilizados para a estimativa da potência desenvolvida pelo GFV em condições nas 7 condições de sombreamento avaliadas.....	76
Tabela 4.10 – Memória de cálculo para obtenção da potência (PS), nas 7 condições de sombreamento da Tabela 4.1.	77
Tabela 4.11 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 03: 7 primeiros dias de monitoração com o wattmetro.....	102
Tabela 4. 12 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 03: 7 últimos dias de monitoração com o wattmetro.....	103
Tabela 4.13 - Dias de operação sem sombreamento para o SFCR 04: janeiro e fevereiro.. ..	107
Tabela 4.14 - Dias de operação de sem sombreamento para o SFCR 04: junho e setembro..	108
Tabela 4.15 - Dias de operação sem sombreamento para o SFCR 04: dezembro.....	109
Tabela 4.16 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: maio (Figura 4.62)...	114
Tabela 4.17 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: maio (Figura 4.63).. ..	115
Tabela 4.18 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: junho (Figura 4.64)..	117
Tabela 4.19 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: julho (Figura 4.66)...	120

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AGFV – Área do Gerador Fotovoltaico
 A_S – Área Sombreada
 B – Radiação Direta
 c.c – Corrente Contínua
 C_{NS} – Curva I-V do Módulo não Sombreado
 C_S – Curva I-V do Módulo Sombreado
 D^{CIR} – Circumsolar da Radiação Difusa
 D^{ISO} – Componentes Isotrópicas Difusas
 E_{CC} – Energia Elétrica em Corrente Contínua
 ECFPn – Estação Científica Ferreira Pena
 E_{REDE} – Energia Elétrica Injetada no Ponto de Conexão com a Rede Elétrica Local
 F_{ES} – Fator de Sombreamento Efetivo
 F_{GS} – Fator de Sombreamento Geométrico
 FIS – Fator de Impacto da Sombra
 FV – Fotovoltaico
 G – Irradiância Incidente
 GDSF – Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
 GEDAE – Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
 GFV – Geradores Fotovoltaicos
 GMPP – Global Maximum Power Point
 G_{NS} – Irradiância sem a Influência do Sombreamento
 G_{ref} – Irradiação de Referência
 G_S – Irradiância na Zona de Sombreamento
 G_{t,β} – Irradiância no Plano do Gerador
 I_{mp} – Corrente na Máxima Potência
 I_{SC} – Corrente Curto Circuito
 L_C – Perda por Captura.
 LMPP – Local Maximum Power Point
 MPP – *Maximum Power Point*
 N_{SB} – Número de Blocos Sombreados
 N_{TB} – Número Total de Blocos do GFV
 P⁰_{FV} – Potência Nominal do GFV
 P_{FV} – Potência entregue ao inversor
 P_{mp} – Potência de Máxima Potência
 P_{NS} – Curva P-V do Módulo não Sombreado
 P_{NS} – Potência sem Sombreamento
 PR – Desempenho Global
 P_S – Curva P-V do Módulo Sombreado
 P_S – Potência Sob Condição de Sombreamento
 P-V – Potência *versus* Tensão
 R – Albedo
 SFCRs – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
 SIF – *Shade Impact Factor*
 SPMP – Seguimento de Ponto de Máxima Potência
 STC – Condições Padrão de Ensaio
 T_C – Temperatura da Célula FV
 UFPA – Universidade Federal do Pará

V_{mp} – Tensão no Ponto de Maxima Potência
 V_{OC} – Tensão de Circuito Aberto
 Y_A – Produtividade do GFV
 Y_F – Produtividade do Sistema
 Y_R – Produtividade de Referência
 γ – Coeficiente de Temperatura de Potência
 η – Eficiência de Conversão Fotovoltaica
 η_{fv} – Eficiência de Conversão Fotovoltaica Média
 η_{SPMP} – Eficiência de Seguimento de Ponto de Máxima Potência

RESUMO

Este trabalho faz uma avaliação do impacto do sombreamento em quatro sistemas experimentais instalados na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas - GEDAE. Esses sistemas estão subdivididos em: um sistema experimental que avalia o impacto do sombreamento a nível de módulo e três a nível de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Foi avaliada a operação desses sistemas em termos de suas condições naturais e por meio de sombreamentos forçados, aqui denominados de sombreamentos simulados. Os resultados obtidos foram aplicados a modelos de previsão da operação sob condições de sombreamento e no cálculo de figuras de mérito usadas na avaliação de sistemas FV. Os resultados obtidos neste trabalho complementam estudos tradicionalmente empregados na avaliação do impacto do sombreamento, mas que se restringem à avaliação das curvas I-V e P-V sob condições características e, na maioria dos trabalhos, aplicadas somente a nível de módulo FV. Além disso, este trabalho traz alguns resultados específicos associados ao sombreamento de um SFCR constituído de conversores c.c- c.c a nível de módulo.

Palavras-chave: *Sistemas Fotovoltaicos, Impacto de Sombreamento.*

ABSTRACT

This work evaluates the impact of shadowing in four experimental systems installed in the test area of the Group of Studies and Development of Energy Alternatives – GEDAE. These systems are subdivided in: an experimental system that evaluates the shading impact on module level and three systems that evaluate this impact on grid-connected PV system (GCPV) level. System's operation was evaluated in terms of its natural conditions and under forced shadowing, called simulated shadowing in this work. The obtained results were applied to models used under shadowing conditions and also to calculate performance metrics used in the evaluation of PV systems. The results obtained in this work complement studies traditionally applied to shadowing impact assessment, but such studies are limited to the evaluation of I-V and P-V curves under specific conditions and, in most cases, they apply only to PV module level. Furthermore, this work presents some specific results associated to the shadowing of a GCPV composed by dc-dc converters in a module level.

Keywords: *Photovoltaic system, shading impact.*

INTRODUÇÃO

Em sistemas fotovoltaicos, um dos eventos que afetam significativamente a produção de energia elétrica é o sombreamento da superfície útil do gerador fotovoltaico (GFV). Frequentemente eles estão sujeitos a sombras projetadas por elementos em seus arredores, tais como: árvores, prédios, postes, torres e cabos elétricos provenientes da rede de distribuição. Além desses eventos, pode ocorrer sombreamento devido à sujeira causada, principalmente, por poeira do solo ou dejetos de pássaros, além do sombreamento dinâmico das nuvens. Perdas devido à poeira resultam em perdas anuais que variam entre 1,5% a 6,2% dependendo da localização e da inclinação do GFV (MOHAMMAD e MAGHAMI., 2016; VIJAYAKUMAR *et al.*, 2015; GOSS *et al.*, 2014; BULANYI *et al.*, 2014; ADINOYI *et al.*, 2013; SEYEDMAHMOUDIAN *et al.*, 2013).

O sombreamento pode ser classificado como parcial ou total. No primeiro caso, somente a irradiância direta é interrompida, enquanto que, no segundo, praticamente toda a irradiância solar incidente é bloqueada. O sombreamento parcial ocorre com obstáculos afastados da superfície do módulo, estando, em geral, localizados nas imediações do 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).

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, acúmulo de sujeira, folhas de árvores que ao cair ficam aderidas a superfície útil do módulo FV, entre outros.

Seja em grandes usinas ou em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte integrados a edificações, o sombreamento dos módulos FVs causa perdas na produção instantânea e, conseqüentemente, na produção anual de energia tornando os sistemas menos produtivos. Um exemplo, são os resultados do programa alemão de 1000 telhados fotovoltaicos, que mostraram que aproximadamente metade dos sistemas instalados estava sujeita a projeções parciais de sombras, e que as perdas anuais na produção de energia chegavam, em média, a 10%.

O sombreamento dificulta a tarefa de manter o ponto de operação de tensão e corrente do GFV na condição em que é extraída a maior potência elétrica em cada situação de

irradiância incidente e de temperatura. Essa tarefa é realizada pelos inversores ou conversores c.c. que, continuamente, estão na busca do ponto de máxima potência (PMP). Se ocorrer de o GFV apresentar dois PMPs devido ao sombreamento, o seguidor de PMP (SPMP) do inversor, ou do conversor c.c. pode ter seu desempenho comprometido.

Estudos prévios das interferências causadas pelos obstáculos (árvores, postes, prédios vizinhos, detalhes da própria arquitetura ou mesmo módulos fotovoltaicos adjacentes) existentes no ambiente de instalação de um GFV são muito importantes, pois permitem que a condição de sombreamento parcial seja evitada, ou, em última instância, minimizada. Simulações envolvendo sombreamento parcial são mais complicadas, pois dependem de fatores que dificilmente são mensurados durante o processo de sombreamento, como, por exemplo, a redução da radiação total na zona de sombra.

Em Zomer (2014) propõe-se um método para determinar um índice que quantifique a influência do sombreamento parcial no desempenho operacional de GFV. Como já mencionado anteriormente, com o sombreamento de parte do GFV ocorre o surgimento de dois ou mais PMPs na curva P-V do GFV, causando dificuldade inclusive na determinação desses pontos. Uma análise desses pontos é realizada em Seyedmahmoudian Seyedmahmoudian *et al.* (2013), onde é mostrado a atuação do diodo de *by-pass* e sua relação com os PMP.

Em situações em que não é possível evitar o sombreamento, é necessário que haja estudos sobre o melhor posicionamento do GFV para minimizar as perdas. Análises nesse sentido são apresentadas por Rubio *et al.* (2015) e Sánchez *et al.* (2015). Uma avaliação do impacto do sombreamento parcial sobre módulos FVs mono e policristalino é realizada por Dolara *et al.* (2013).

Métodos simplificados de avaliação de sombreamento parcial provocado pelo acúmulo de sujeira são apresentados por Cristaldi *et al.* (2014), Bizzarri *et al.* (2015) e Mohammad *et al.* (2016) onde se realiza uma análise da queda de produtividade em geradores fotovoltaicos ao longo do tempo.

Em condições de sombreamento, a redução da geração FV pode ser elevada devido à configuração da conexão elétrica entre as células que formam o GFV, fazendo com que células não sombreadas também sejam afetadas, como mostrado em Mohammad *et al.* (2016) e Deline *et al.* (2013). Isso ocorre porque o módulo FV é constituído de várias células conectadas em série. Nesse tipo de ligação, é necessário que todas elas tenham

aproximadamente a mesma tensão e corrente para que não haja limitações da potência elétrica produzida por esses dispositivos.

Quando uma parte das células está sombreada, elas irão operar em condições diferentes das demais, reduzindo, assim, a quantidade de energia produzida pela ligação das células em série (CHITTI BABU *et al.*, 2015), e promovendo, também, uma deformação da curva I-V do GFV. Um grande número de pesquisas recentes tem concentrado esforços na elaboração de algoritmos para localizar o ponto de máxima potência em condições de sombreamento, como mostrado em Maki e Valkealahti (2014) e Parlak *et al.* (2014). Para reduzir a limitação de potência em casos de sombreamento de partes do módulo fotovoltaico, utilizam-se diodos de desvio, que tem a função de fornecer um caminho alternativo para a corrente. Assim, parte dela é desviada da região sombreada do circuito para o caminho paralelo através do diodo.

Modelos matemáticos do comportamento desenvolvido pelos GFVs em condições de sombreamento e a atuação dos diodos de desvio são apresentados em Tossa *et al.* (2014), Bai *et al.* (2015), Seyedmahmoudian *et al.* (2013) e F. Martinez-Moreno *et al.* (2010). Um método para se analisar a perda de energia de acordo com a área sombreada de partes de módulos ou geradores foi desenvolvido por Rodrigo *et al.* (2013). Em Reinoso *et al.* (2013) apresenta-se uma análise de sombreamento dinâmico para grandes centrais fotovoltaicas e estudos similares são realizados por Dolara *et al.* (2013).

O efeito do sombreamento em células fotovoltaicas é investigado em Ramaprabha ramabadrán *et al.* (2009) através de um modelo que é implementado no *software* PSPICE, onde se verificou que a associação paralela é menos susceptível ao efeito do sombreamento parcial. Entretanto, conclui-se que este tipo de configuração resulta em correntes de saída muito elevadas, o que dificulta sua aplicação na prática. Análise de associações de módulos fotovoltaicos também é realizada em Santos *et al.* (2010), onde é avaliada a influência do sombreamento nos parâmetros elétricos de cada célula de forma isolada, permitindo a compreensão do impacto que este efeito pode causar no desempenho do sistema como um todo nesse estudo, parte-se dos parâmetros elétricos das células, estabelecendo-se uma condição existente entre o sombreamento e o tipo de associação utilizada com módulos fotovoltaicos. Modelos baseados nos parâmetros elétricos são apresentados em Chitti babu *et al.* (2015) e Bai *et al.* (2015).

O desempenho de GFVs é extremamente afetado pelas condições de sombreamento. Os estudos tradicionais deste impacto restringem-se à avaliação da curva I-V do GFV ou

módulos FV. Estes estudos, apesar de muito importantes, são insuficientes para explicar muitas das situações práticas encontradas na operação de sistemas reais. Dessa forma, uma análise experimental de sistemas trabalhando a sol real se justifica, pois, contribui para o entendimento do efeito do sombreamento no desempenho do GFV, e como os inversores e conversores c.c. trabalham sob essas condições adversas.

Em função disso, este trabalho se propõe a contribuir com os trabalhos já existentes na literatura, apresentando alguns resultados operacionais de sistemas operando sob diversas condições de sombreamento. Para isso, o trabalho foi estruturado da seguinte forma: no Capítulo 1 são abordadas as diversas formas de sombreamento que os GFVs são submetidos; no Capítulo 2 são apresentadas as figuras de mérito empregadas na avaliação de sistemas FV, dentre elas o fator de impacto da sombra, além de modelos matemáticos empregados na previsão da potência do GFV em condições de sombreamento; no Capítulo 3 são descritos os diferentes sistemas experimentais usados no trabalho; no Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos nas diferentes análises realizadas nos sistemas descritos no Capítulo 3; e, finalmente, são apresentadas as conclusões e recomendações de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 1

TIPOS E EFEITOS DE SOMBREAMENTO EM GERADORES FOTOVOLTAICOS

Muitos países, tais como a Alemanha, a Espanha, o Japão e os EUA, que apresentam grande capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos tem experimentado o desafio de minimizar o efeito do sombreamento parcial dos módulos, que resulta em perdas na produção de energia. Essa perda pode ser bem significativa, como mostra os resultados operacionais obtidos no programa alemão dos “1000 telhados fotovoltaicos”, onde existe sombreamento parcial em cerca de metade dos sistemas, de modo que esse efeito indesejado provoca redução anual de produção entre 5 % a 10 % (ALTENER, 2004). Assim, é importante a realização de um estudo prévio da localização onde será instalado o gerador fotovoltaico, para evitar ou minimizar o sombreamento parcial causado por obstáculos existentes no entorno.

O impacto que o sombreamento pode causar no desempenho de um GFV dependerá do tipo de módulo FV que o constitui, da configuração do diodo de desvio, da configuração da *string* e da sombra, que nem sempre é proporcional a sua projeção. Além disso, a influência do sombreamento na geração de energia elétrica está relacionada ao período do dia em que ela ocorre. Sombreamentos que ocorrem pelo início da manhã (6h às 9h) ou no final da tarde (16h às 18h) introduzem perdas anuais não tão significativas Iliceto e Vigotti (1998) demonstraram que sombreamentos parciais durante o início da manhã e no final da tarde causaram uma redução de 5 % na geração de energia elétrica. Já sombreamentos que ocorre quando se tem a maior incidência da irradiância afetam o sistema de geração de forma mais significativa.

Uma vez instalados, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFRCRs) são influenciados por diversos fatores, tanto em relação à tecnologia propriamente dita, quanto em relação à intensidade da irradiância, a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos e ao sombreamento. As perdas por associação entre módulos FV de uma mesma fileira (*string*), conhecidas como *mismatch losses*, estão relacionadas com a tecnologia empregada e com a incidência não uniforme de radiação solar no plano do GFV. Esse efeito causa a diminuição da potência total do sistema comparada com a soma das potências individuais de todos módulos associados devido às diferenças elétricas entre eles.

Este capítulo descreve os tipos de sombreamento, existentes bem como as estratégias operacionais dos sistemas fotovoltaicos para minimizar seus efeitos e como são utilizadas as técnicas de extração de máxima potência realizada pelos inversores ou conversores.

1.1 Sombreamento Temporário

Um tipo de sombreamento temporário, que é inevitável, é o causado por nuvens devido a sua dinâmica ao longo do dia. A interferência desse tipo de sombreamento sobre a geração fotovoltaica está relacionada: ao perfil e dimensão da sombra gerada e pela velocidade de movimentação desta sobre o GFV. Isso porque, ao transitarem no céu, elas causam oscilações na irradiância incidente no plano dos módulos de forma desigual, principalmente em plantas FV de grande porte. A Figura 1.1 (a) mostra o sombreamento causado por nuvens varrendo uma planta de 25 MWp em DeSoto (Texas), Estados Unidos (SOARES, 2014).

Figura 1.1 – Sombreamento causado pelo transitório de nuvens: (a) usina em DeSoto (Texas), Estados Unidos (b) usinas em Brandenburg - Briest, Alemanha.



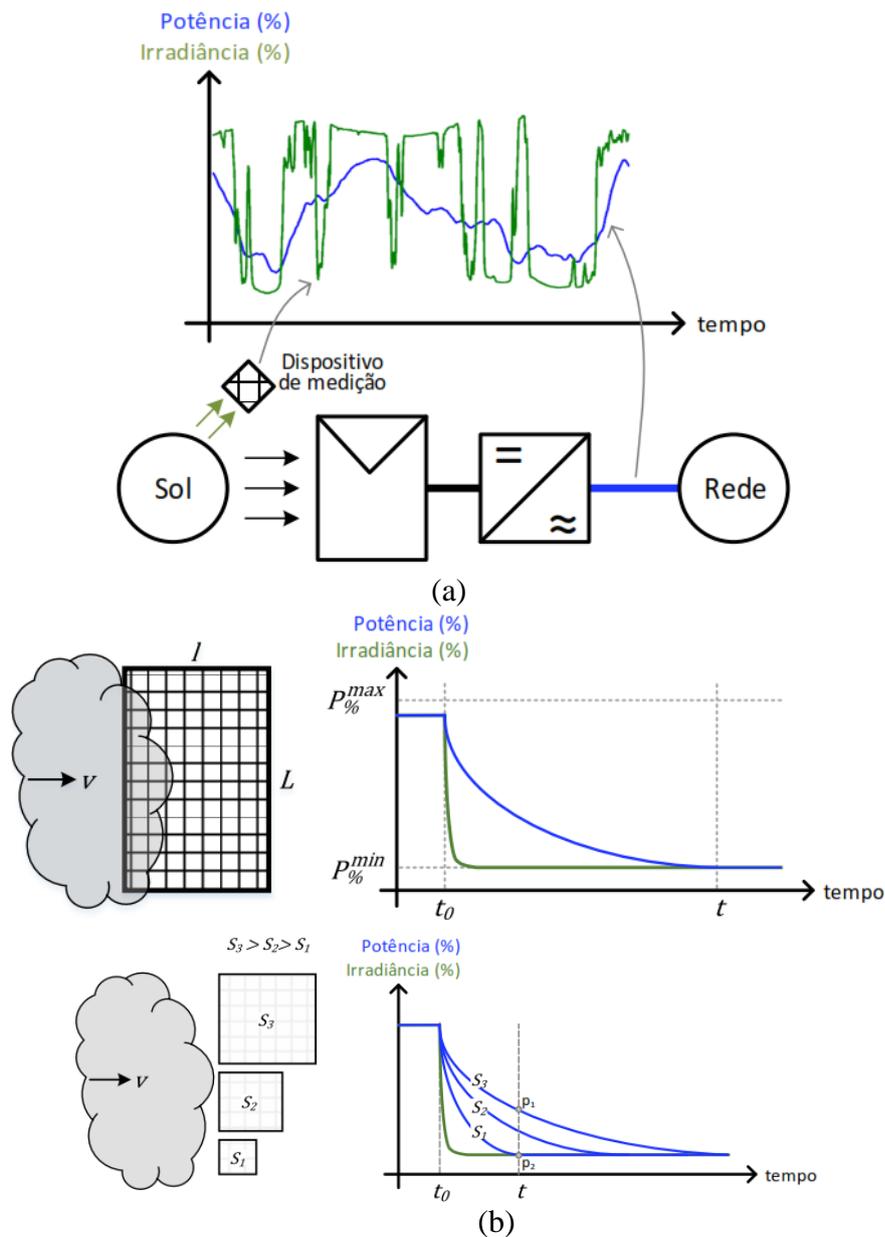
Fonte: Adaptado Soares (2014)

A Figura 1.1 (b) mostra a central fotovoltaica de Brandenburg-Briest, na Alemanha, que consiste em três seções: duas usinas com 30 MWp cada, e uma com 31 MWp, totalizando 91 MWp com cerca de 383 mil módulos fotovoltaicos de silício cristalino, sendo sombreada por nuvens (SOARES, 2014). Nota-se que na primeira fileira praticamente não há presença de sombreamento, sendo mais acentuado a partir da segunda fileira.

Dependendo da velocidade com a qual a nuvem se desloca, terá maior ou menor efeito sobre a potência injetada na rede elétrica, conseqüente da variação da potência do GFV. Em Almeida (2017) discutiu-se o fato do recurso solar normalmente ser medido com dispositivos de área bastante reduzida, de maneira que os dados disponíveis se referem a “pontos” da

superfície terrestre. O autor menciona que, devido à diferença entre as áreas do dispositivo de medição do recurso solar e do GFV, observa-se um descasamento entre as flutuações de irradiância e as de potência injetada na rede elétrica. A Figura 1.2 exemplifica essa diferença, mostrando o efeito de amortecimento observado nos sistemas fotovoltaicos, o qual se deve, basicamente, à velocidade finita de movimentação e/ou de formação das nuvens, provocando sombreamento gradual e não uniforme em uma superfície no solo (ALMEIDA, 2017).

Figura 1. 2 – Amortecimento das flutuações de potência injetada na rede provocado pela característica de filtro passa-baixa de um sistema fotovoltaico: (a) Situação com vários eventos de sombreamento; (b) Influência da área do gerador fotovoltaico no amortecimento das flutuações.



Fonte: Adaptado de Almeida (2017)

Nota-se que, quanto maior a área do GFV, maior é o efeito do amortecimento. Isso significa que, para uma flutuação de curto prazo, sua magnitude, em termos relativos à potência nominal, será tão menor quanto maior for a área do sistema fotovoltaico. A Figura 1.2 (b) ilustra o comportamento da potência injetada na rede elétrica e da irradiância durante um evento de sombreamento por nuvem¹.

Em Almeida (2017) é apresentada a Equação 1.1 desenvolvida por Marcos *et al.* 2014, que possibilita calcular a potência injetada na rede elétrica.

$$P_{FV\%} = \left(P_{FV\%}^{max} - P_{FV\%}^{min} \right) e^{-t/\tau} + P_{FV\%}^{min} \quad (1.1)$$

Onde $P_{FV\%}$ é a potência injetada na rede elétrica pela usina fotovoltaica, $P_{FV\%}^{max}$ e $P_{FV\%}^{min}$ são os valores máximo e mínimo do perfil da curva de potência, respectivamente, e τ é a constante de tempo, dada por $\tau = (l/V) - 0,5$, onde V é a velocidade da nuvem. O subíndice % indica que a potência foi normalizada pela potência nominal do sistema fotovoltaico.

Segundo Almeida (2017), a dispersão geográfica de sistemas fotovoltaicos, que, em última análise, pode ser entendida como uma maneira de reduzir a densidade superficial da potência, é uma importante medida de mitigação das flutuações da geração fotovoltaica devido a passagem de nuvens.

As nuvens são classificadas de acordo com a sua forma e altitude. Entretanto, não é foco desse trabalho mostrar essa classificação, e sim seus efeitos sobre a geração fotovoltaica. A Tabela 1.1 mostra as nuvens com maior potencial para criar intermitência na produção de energia de sistemas fotovoltaicos, que são elas: altocumulus, stratocumulus e cumulus (SOARES, 2014).

¹ Neste caso considera-se um GFV de dimensões: largura l e comprimento L , que está sendo coberto por uma nuvem que se desloca no sentido de l com velocidade V . Considera-se, também, que um dispositivo de medição da irradiância localizado ao lado do GFV que é encoberto primeiro pela nuvem, a irradiância apresentará um perfil como aquele descrito pela linha verde, reduzindo até um valor mínimo que, no pior caso, corresponde unicamente à parcela difusa da radiação solar disponível.

Tabela 1.1 – Características relevantes de nuvens para geração fotovoltaica.

Nuvens	Sombra	Altitude	Opacidade	Extensão	Intermitência
Cirrus	Indefinida	Alta	Baixa	Pequena	Baixa
Cirrocumulus	Indefinida	Alta	Baixa	Variável	Baixa
Cirrustratus	Indefinida	Alta	Baixa	Grande	Baixa
Altostratus	Indefinida	Média	Baixa	Grande	Média
Alto cumulus	Definida	Média	Alta	Média/Grande	Alta
Stratus	Definida	Baixa	Baixa	Média/Grande	Baixa
Stratocumulus	Indefinida	Baixa	Média	Média/Grande	Média/Alta
Nimbostratus	Indefinida	Baixa	Alta	Grande	Baixa
Cumulus	Definida	Baixa	Alta	Média/Grande	Alta
Cumulonimbus	Definida	Baixa	Alta	Grande	Baixa

Fonte: Adaptado de Soares (2014)

Nos trabalhos apresentados por Fujita (FUGITA, PEARL, & SHERK, 1991) mostrou-se que não se pode relacionar a velocidade das nuvens com a velocidade dos ventos locais. Rastreamentos das nuvens por imagem de satélite contrastadas com as medições das velocidades de vento em solo mostram diferenças relevantes. Medições realizadas com equipamento que mede a velocidade de agrupamento de nuvens mostraram que nuvens pequenas, como algumas cumulus, dão uma boa aproximação das velocidades dos ventos locais, entretanto, essas nuvens se desfazem rapidamente (SOARES, 2014)

Em uma situação onde o céu esteja completamente obscurecido por camadas de nimbostratus, por exemplo, a radiação solar cai para valores de até 20 % (SOARES, 2014) do equivalente do céu claro (momento antes da chegada da nuvem), afetando diretamente a potência do lado c.c. (atenuação da radiação solar direta) causada pela queda elevada de amplitude, mas de baixa frequência devido a grande extensão da nuvem. Caso as nuvens sejam do tipo cumulus ou stratus, uma vez que elas apresentam contornos bem definidos, são bastante opacas, e por serem espaçadas por céu claro, geram quedas de amplitude de 30 % a 80 % e alta frequência de intermitência em relação às outras classes de nuvens, produzindo impactos de qualidade de energia para rede elétrica (SOARES, 2014).

As nuvens podem causar um efeito contrário; ao invés de diminuir a radiação por sombreamento, podem aumentar o valor da radiação até valores maiores que a constante solar extraterrestre de 1367 W/m². Esse efeito que muitos autores denominam de “efeito borda de nuvem”, ocorre em certas condições específicas, por exemplo, quando a irradiância solar global incidente em uma área é resultante da irradiância solar direta composta por componente refletida pela borda de uma nuvem. Efeitos deste tipo foram registrados em: Puna

de Atacama, Argentina (PIACENTINI *et al.*, 2003); Lauder, Nova Zelândia (PFISTER *et al.*, 2003); nas montanhas dos Andes do sul do Equador (EMCK e RICHTER, 2008); Albuquerque, Novo México (HANSEN *et al.*, 2010); Recife, Brasil (PIACENTINI *et al.*, 2011); San Diego, Califórnia (LUOMA *et al.*, 2012); sul da Noruega (YORDANOV *et al.*, 2012); Kisumu, Quênia (YORDANOV *et al.*, 2013); São Paulo, Brasil (ALMEIDA *et al.*, 2014); Granada, Espanha (PIEDEHIERRO *et al.*, 2014) e no Chipre (TAPAKIS *et al.*, 2014).

Outro tipo de sombreamento temporário é causado pelo depósito de sujeira (entende-se como sujeira: fuligem, dejetos de pássaros, areia, barro, etc) e por folhas caídas sobre o plano do GFV, entre outros. A poeira, fuligem e partículas liberadas geralmente por árvores próximas dos módulos, provocam sombras de maior permanência devido o sistema de autolimpeza do GFV não ser suficiente (esse sistema resulta da lavagem da sujeira pela própria água da chuva) sendo necessário, muitas das vezes, uma lavagem manual. Evidentemente, quanto maior o ângulo de inclinação do GFV, maior será a velocidade de escoamento da água da chuva pela sua superfície, e conseqüentemente, melhor será a limpeza das partículas. Entretanto, devem-se respeitar os limites de inclinação ótima em termos de produção de energia ao longo do ano. No caso particular da cidade de Belém-PA, que possui as seguintes coordenadas: latitude $01^{\circ}27'21''S$ e longitude $48^{\circ}30'16''W$, onde dada a possibilidade de escolha da orientação e inclinação do gerador fotovoltaico, estudos demonstram que para um melhor aproveitamento anual do recurso solar é aconselhado instalar o gerador voltado para o norte com inclinação igual à latitude local. Ou seja, seguindo essa orientação teórica, um módulo FV instalado em Belém estaria praticamente na horizontal, portanto, mais propenso ao acúmulo de sujeira. O que se observa na prática são instalações com ângulos entre 10° a 20° o que minimizaria o acúmulo de sujeira na superfície útil do módulo FV, uma vez que a lavagem realizada pela água da chuva seria “mais eficiente”. Contudo, não existe nenhum estudo, de cunho prático que comprove essa suposição, talvez o acúmulo da sujeira na parte mais baixa da superfície útil do módulo FV seja mais prejudicial em termos de limitação de potência, do que uma distribuição uniforme da sujeira em toda a área útil do mesmo.

A Figura 1.3 mostra um GFV com inclinação de 10° voltado para o norte, sombreado pelo acúmulo de sujeira, instalado na Estação Científica Ferreira Pena (ECFPn), localizada na floresta nacional de Caxiuanã, no município de Melgaço no estado Pará. Este sistema de geração fotovoltaica autônomo de 8,7 kWp foi instalado em 2006 com 104 módulos fotovoltaico de diferentes tecnologias (policristalino e monocristalino). O sistema foi

revitalizado e ampliado para cerca de 13 kWp em 2015, onde, nessa revitalização, foi constatado que o GFV operava com sua capacidade bastante limitada pelo acúmulo de sujeira ao longo dos anos.

Figura 1.3 – Sombreamento causado pelo acúmulo de sujeira nos módulos fotovoltaicos.



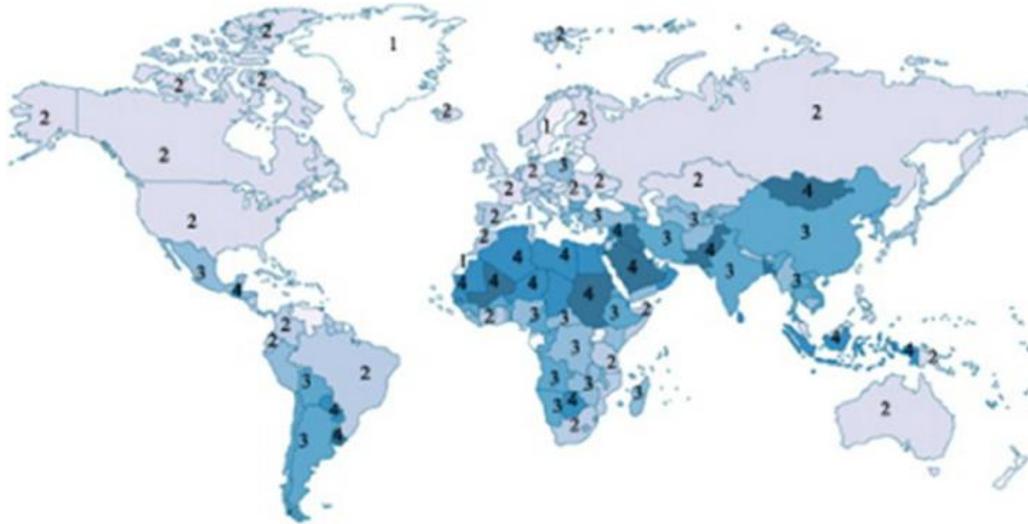
Na Figura 1.4 observa-se o sistema após a revitalização e ampliação, entretanto, o efeito do sombreamento ainda é observado, e dessa vez, se deve as árvores do entorno do GFV, caracterizando não, mas um sombreamento temporário, mas sim devido a um sombreamento em consequência da localização que já existia durante sua implantação, que se intensificou com o crescimento das árvores ao longo desses nove anos.

Figura 1.4 – Sombreamento causado pelas árvores do entorno do gerador revitalizado e ampliado.



Estudos mostram que existem, basicamente, quinze tipos de poeira que são comuns no sombreamento de um GFV (MANI *et al.*, 2010) dentre os quais a cinzas, calcário, solo vermelho, areia e cimento, têm efeitos mais significativos (GHAZI *et al.*, 2014) mostraram que no oriente médio e no norte da África têm as piores zonas de acumulação de poeira no mundo. Isso pode ser verificado através da Figura 1.5, onde a intensidade mais escura indica maior nível de poeira, ou, em uma escala de 1 a 4, onde 1 é a melhor zona (sem poeira) 4 é a pior zona.

Figura 1.5 – Níveis de intensidade de poeira em todo o mundo



Fonte: Adaptado de Mohammad (2016)

Outro tipo de sombreamento causados nos módulos FV são os excrementos de pássaros, que causam impactos significativos na operação dos GFV. Como os excrementos bloqueiam a radiação de forma total ou parcialmente, são caracterizados, neste trabalho, como sombreamento. Um dos locais que vem sofrendo significativamente com esse tipo de sombreamento são os países do Reino Unido. A Figura 1.6 mostra uma usina flutuante coberta por excrementos de pássaros de um único dia de operação da usina registrada pela empresa especializada em limpeza de usinas solares *Clean Solar Solutions*.

Figura 1.6 – Sombreamento causado pelo acúmulo de excremento de pássaros de um dia (usina flutuante no Reino Unido).

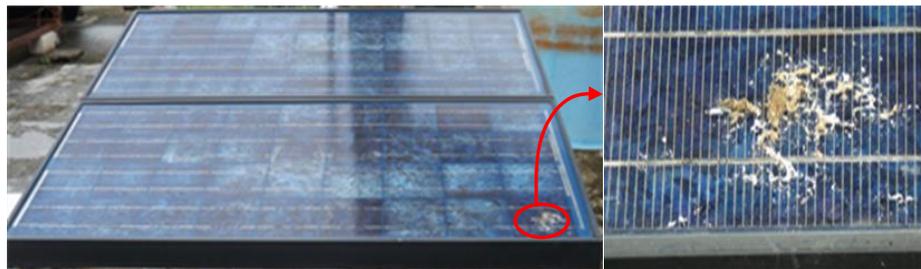


Fonte: Adaptado de Clean Solar Solutions (2016)

A preferência dos pássaros por esses locais se deve a dois fatores: a proximidade com a água e por estarem livres de perturbações de seres humanos. Associada à facilidade de acesso dos pássaros está a dificuldade na remoção de seus excrementos, que ficam endurecidos sobre a superfície de módulos FV devido à altas temperaturas, isso tem sido uma grande dificuldade para as empresas especializadas na limpeza de grandes centrais fotovoltaicas. É uma tarefa difícil de ser executada, tal como ocorre na pintura de carro quando é afetada por esse material e, mesmo removida, a superfície fica manchada.

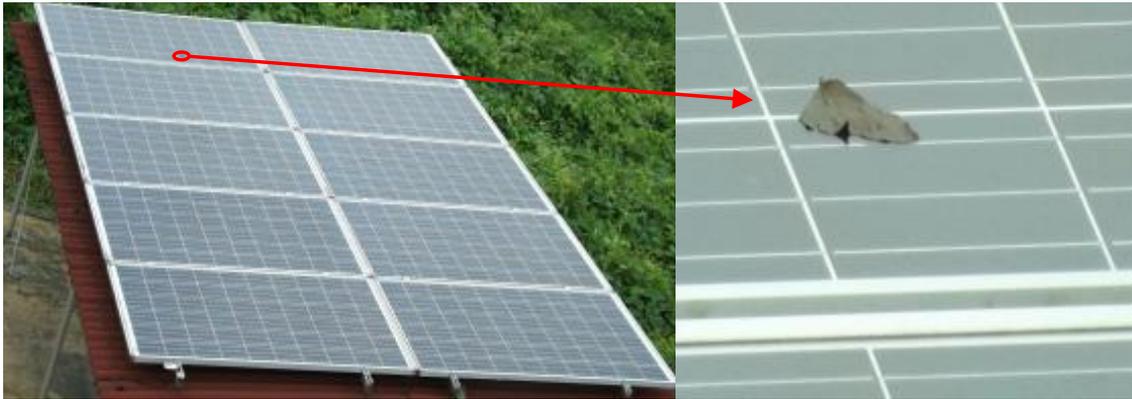
Esse tipo de sombreamento não se restringe a usinas FV, geradores de pequeno porte também podem ser afetados. A Figura 1.7 mostra um GFV de 110 Wp (Watt pico) instalado na área de testes do Laboratório de Energia Renováveis e Eficiência Energética do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA) onde o excremento de pássaro atinge uma das células do módulo FV.

Figura 1.7 – Sombreamento causado pelo excremento de pássaro em uma das células do módulo FV



Os GFV podem ser afetados por queda de folhas que ficam aderidas à superfície do módulo, causando o bloqueio da irradiância. Dependendo do tamanho da folha e da posição que ela cai sobre o módulo, terá maior ou menor impacto na geração de energia elétrica. Folhas que caem durante fortes ventos sem a presença de chuvas dificilmente ficam pressas sobre o GFV. Entretanto, se ela cair durante a chuva pode aderir ao módulo, prendendo-se de tal forma que, mesmo que haja vento, ele não consegue arrancá-la. A Figura 1.8 mostra uma situação dessa natureza, onde, após a chuva, a folha aderiu ao módulo, ficando presa entre duas células.

Figura 1.8 – Sombreamento causado por uma folha caída sobre um módulo que compõe o GFV.



Os geradores não estão sujeitos somente à queda de folhas soltas pelas árvores, mas também por pedaços de galhos que podem cair sobre eles. Isso pode ocorrer tal como o processo das folhas durante fortes ventos, mas devido a sua massa (muito maior do que da folha), não será retirado pela força do vento, fazendo necessário a retirada por uma pessoa. Os galhos, apesar de ter sua área de contato pequena, apresentam muitas das vezes extensões relativamente grandes, podendo sombrear várias células ao mesmo tempo. A Figura 1.9 mostra um galho de árvore sobre um GFV localizado na área de teste do GEDAE. Nota-se que, apesar de possuir uma área pequena, bloqueia a irradiância em cinco células do módulo.

Figura 1.9 – Sombreamento causado por um galho de árvore sobre o módulo de um GFV.



1.2 Sombreamento em Consequência da Localização

O sombreamento em consequência da localização engloba as sombras produzidas pelo entorno onde se encontram instalados os GFV. Geralmente são geradores que estão inseridos em áreas urbanas e estão sujeitos a sombras projetadas por elementos como: prédios adjacentes, árvores, postes, torres ou até mesmo o relevo da região. Muitas das vezes as sombras podem ser criadas pelo próprio prédio onde se encontra o GFV. A Figura 1.10

mostra um GFV instalado na área de teste do GEDAE, onde se observa o sombreamento causado por uma árvore pela manhã, às 9:00 h.

Figura 1.10 – Sombreamento causado por uma árvore nas primeiras horas da manhã sobre um GFV instalado na área de testes do GEDAE.



Sombreamentos desse tipo são difíceis de ser evitados, pois muitas das vezes há pouca área disponível para instalação do GFV ou ocorre o surgimento de obstáculos não existentes durante as etapas de projeto e instalação do sistema. O sombreamento causado por edificações é um problema similar ao causado pelas árvores, com diferença de suas sombras serem bem definidas em termos geométricos e, nesse caso, pode-se minimizar o efeito do sombreamento pela distribuição e configuração mais adequada dos módulos FV. A Figura 1.11 mostra o mesmo gerador da Figura 1.10, entretanto sendo sombreado pelo prédio do Laboratório do GEDAE.

Figura 1.11 – Sombreamento causado pela edificação sobre um GFV instalado na área de testes do GEDAE.

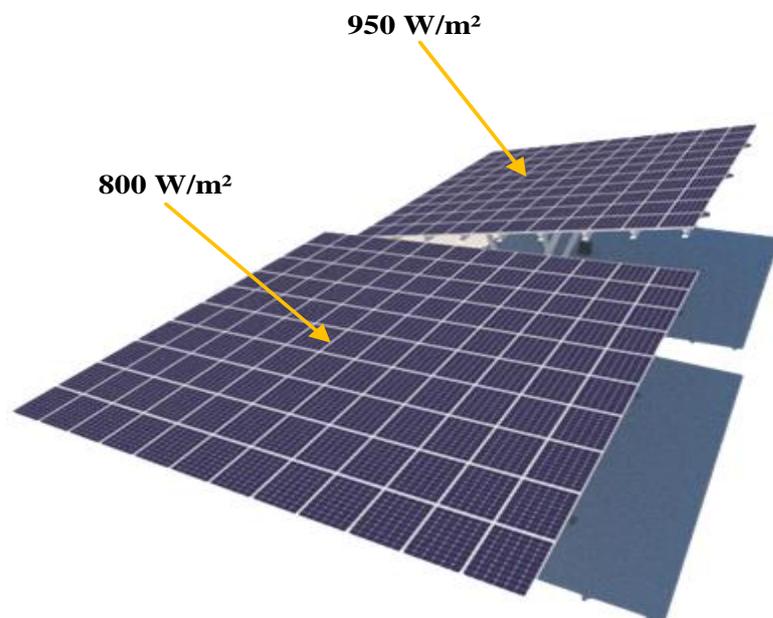


1.3 Disposições Estruturais de Sistemas Fotovoltaicos

Os módulos que compõem um GFV devem sempre estar bem alinhados a fim de obter a máxima eficiência global de geração de energia elétrica. Por exemplo, se um módulo ou

arranjo de um dado gerador têm seu ângulo de inclinação diferente dos demais e estes estão conectados em série, a corrente total da série será a corrente do módulo ou arranjo que recebe o menor nível de irradiância. A Figura 1.12 mostra dois arranjos que constituem um mesmo GFV, com todos os módulos conectados em série, formando um GFV 10 kWp. Nota-se que, apesar de um dos arranjos receberem maior irradiância (950 W/m²), isso se torna irrelevante, pois o outro arranjo possui um nível menor de irradiância de 800 W/m². Essa situação comporta-se como um tipo de sombreamento, já que a corrente total das séries será limitada pelos módulos que estão operando com irradiância de 800 W/m².

Figura 1.12 – GFV de 10 kWp com duas bases de inclinações diferentes.



Os módulos FV estão sujeitos a inúmeros fatores que podem afetar significativamente seu desempenho na geração de energia elétrica. De modo particular, quando se deseja estimar qual a distância mínima que os módulos devem estar de certo objeto (prédio, árvore, etc.), pode-se utilizar a Equação 1.2, que permite calcular a distância mínima, em metros, para que o módulo não seja sombreado ou que tenha o mínimo de interferência.

$$D_{\text{mínima}} = Fe \times (H - H_{EFV}) \quad (1.2)$$

Onde H é a altura do objeto, H_{EFV} é a altura da estrutura de sustentação do GFV em relação ao nível do solo e Fe é o fator de espaçamento (adimensional). O fator de espaçamento pode ser obtido a partir da Figura 1.13, e a Figura 1.14 exemplifica a identificação das alturas para o cálculo da distância mínima.

Figura 1.13 – Fator de espaçamento em função da latitude.

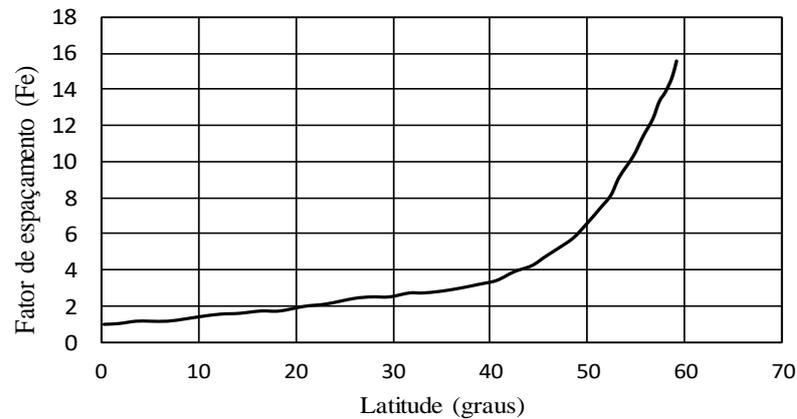
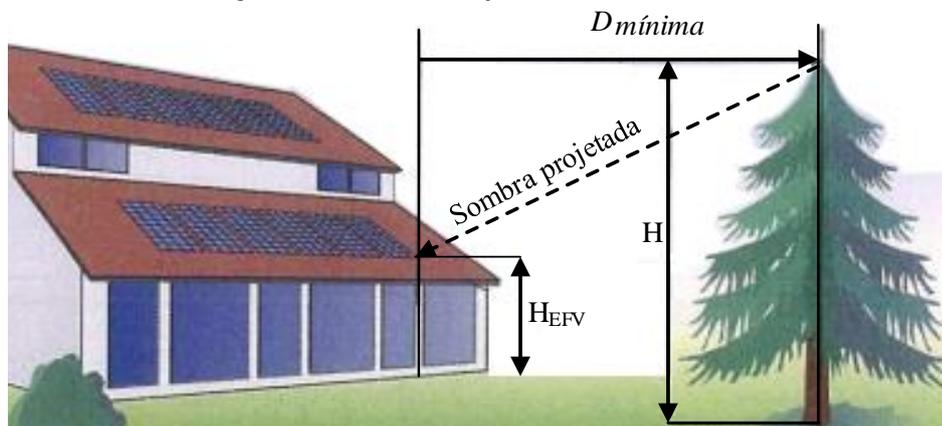


Figura 1.14 – Determinação da distância mínima.



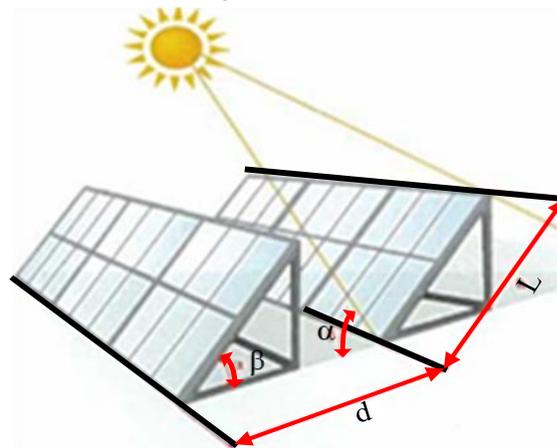
Fonte: Adaptado de Altener (2004)

Outro cuidado que se deve ter é com as distâncias entre as fileiras de módulos, pois em instalações onde módulos são fixados em estruturas independentes e com ângulo de inclinação igual à latitude local, com o intuito de se obter maior energia média anual incidente. Nesse caso, se as fileiras estiverem muito próximas, uma das outras, pode ocorrer sombreamento local, produzido pelo próprio arranjo adjacente, fazendo com que ocorra mais perda de potência do que se ganha com a inclinação adequada, por exemplo. Para estimar a distância entre as fileiras utiliza-se a Equação 1.3, aplicada em situações similares a da Figura 1.15.

$$d = \frac{L \times \text{sen}(180^\circ - \beta - \alpha)}{\text{sen}\alpha} \quad (1.3)$$

Onde L e β são a largura e a inclinação do módulo FV, respectivamente e α é a altura solar.

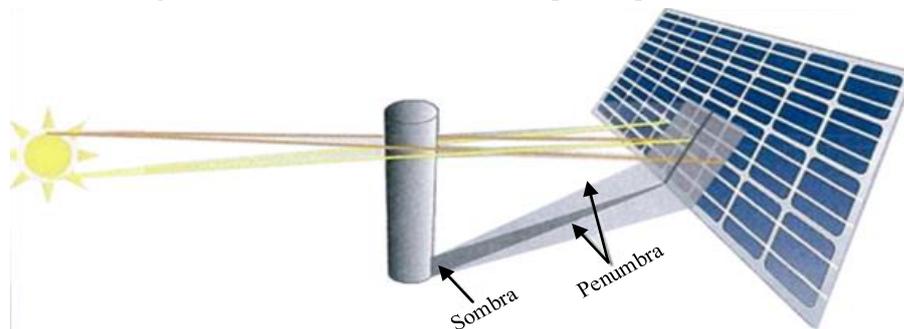
Figura 1.15 –. Determinação da distância mínima entre fileiras.



Fonte: Adaptado de Lopes (2013).

O sombreamento ocasionado por postes, torres, cabos elétricos, etc que tem um diâmetro relativamente pequeno, terá um efeito de sombra que depende da distância que se encontra do GFV. O Sol é uma fonte de luz extensa, gerando a sombra e a penumbra, onde se entende por sombra uma região que não foi atingida pela radiação direta e, por penumbra, um contorno mais claro ao redor da sombra. A Figura 1.16 mostra um poste sombreando um módulo FV. Pode-se observar a presença da sombra e da penumbra, e nesse caso, o efeito da sombra não é tão significativo devido sua forma, assim não causa grandes perdas na potência do módulo. Isso se deve à distância em que se encontra o objeto, de modo que a forma da geometria da sombra, que lembra um triângulo, somente projeta uma faixa estreita sobre as células.

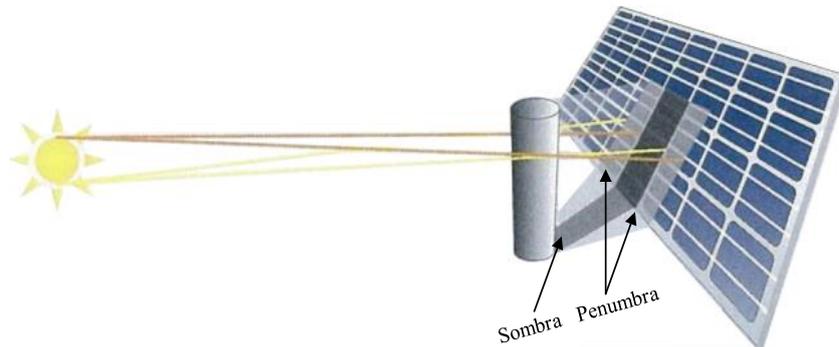
Figura 1.16 –. Sombreamento causado por um poste distante.



Fonte: Adaptado de Lopes (2013).

Se o poste estiver colocado próximo ao módulo, como mostrado na Figura 1.17, a geometria da sombra será diferente, formando um retângulo, cuja menor dimensão é igual ao diâmetro do poste, e como consequência, terá mais perda de potência do que o módulo da Figura 1.16.

Figura 1.17 –. Sombreamento causado por um poste nas proximidades de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Lopes (2013).

O termo sombreamento usado neste trabalho refere-se a um espaço (ou uma região) sem a luz do Sol, ou o escurecimento pela interposição de um corpo opaco, isto é, o contorno de um objeto que se interpõe entre os módulos FV e a luz solar.

Apesar de um anteparo feito de papelão, tal como o utilizado neste trabalho, caracterizar um bloqueio total da radiação solar, será considerado neste trabalho como um tipo de sombreamento, pois, como dito anteriormente, ocorre a obstrução da luz solar.

1.4 Diodos de Desvio

O efeito dos diversos tipos de sombreamento e da existência de pontos quentes em módulos FV podem ser contornados através do uso de diodos de *by-pass*, que será referido neste trabalho como diodo de desvio.

Um diodo de desvio é ligado em paralelo, mas com a polaridade invertida, em um grupo, que geralmente é constituído de 20 células FV conectadas em serie. A cada conjunto, isto é, um diodo de desvio e 20 células, por exemplo, será referenciado como um bloco.

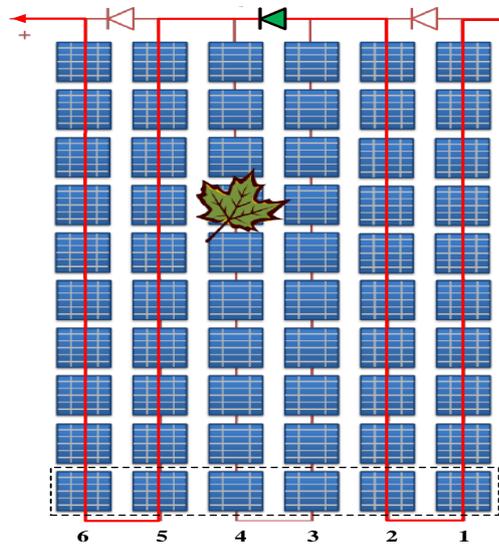
Em operação normal de um módulo FV, isto é, livre de sombreamento ou de pontos quentes, cada célula que o constitui será polarizada diretamente, enquanto que o diodo de desvio será polarizado reversamente formando um circuito aberto para o fluxo de corrente.

Se uma das células (ou um conjunto delas) for submetido a um sombreamento, e este for suficiente para que o diodo atue, permitindo assim, que o fluxo de corrente passe por ele, em vez de ser limitado pela célula sombreada. Assim, os diodos de desvio funcionam como

um caminho alternativo para a corrente ir contornando o conjunto de células que estejam sobre condições de sombreamento.

Na Figura 1.18 tem-se uma representação de um módulo com 60 células conectadas em série e com três diodos de desvio, cada um deles em paralelo com um bloco de 20 células. Caso ocorra um sombreamento e que este seja suficiente para a atuação do diodo, no caso o diodo central, o módulo terá uma redução de potência de cerca de 1/3 da sua capacidade nominal. Nessa configuração mesmo que a folha percorra em qualquer umas das células das fileiras 3 e 4, a perda continuará a ser 1/3 da potência nominal.

Figura 1.18 – Representação de um módulo FV com três diodos de desvio.

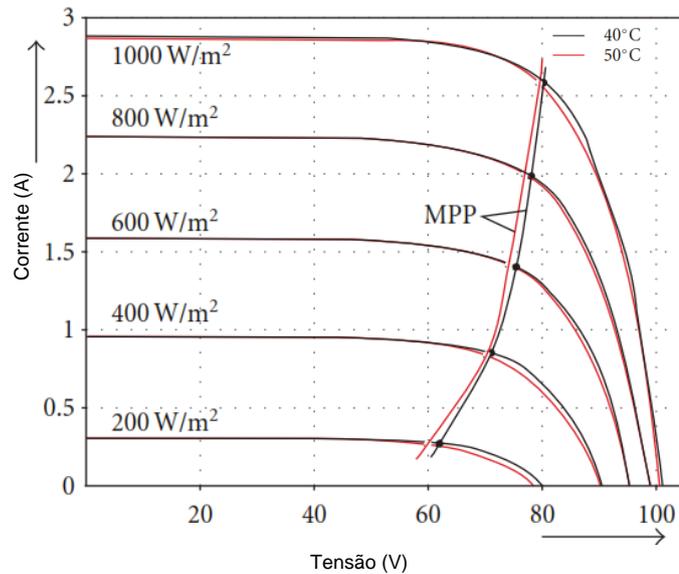


Vale ressaltar que um sombreamento crítico ocorre se todas as células na horizontal (linha tracejada, ver Figura 1.18) são sombreadas no mesmo instante. Neste caso a corrente será limitada pelas células sombreadas.

1.5 Efeito do Sombreamento na Curva I-V (Corrente *versus* Tensão) e P-V (Potência *versus* Tensão)

Para cada condição de operação de um módulo (ou gerador) FV, em termos de temperatura de célula e irradiância incidente, existe um ponto de trabalho da curva de corrente *versus* tensão na qual a potência extraída é a máxima possível MPP desde que a incidência seja uniforme como mostra a Figura 1.19.

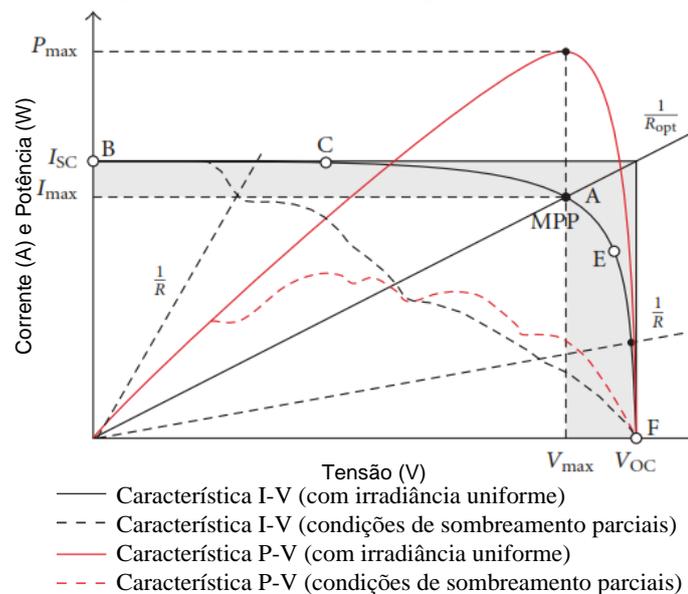
Figura 1.19 – Mudança no MPP com a variação da radiação solar uniforme e temperatura de célula.



Fonte: Adaptado de Onat (2010)

Em condições de sombreamento, a curva I-V de um módulo, ou GFV, pode ser extremamente afetada, aumentando a complexidade de se encontrar o real ponto de máxima potência. Na Figura 1.20 é mostrado as características corrente e potência *versus* tensão típicas de um GFV em condições de múltiplos sombreamentos.

Figura 1.20 – Características típicas de um GFV.



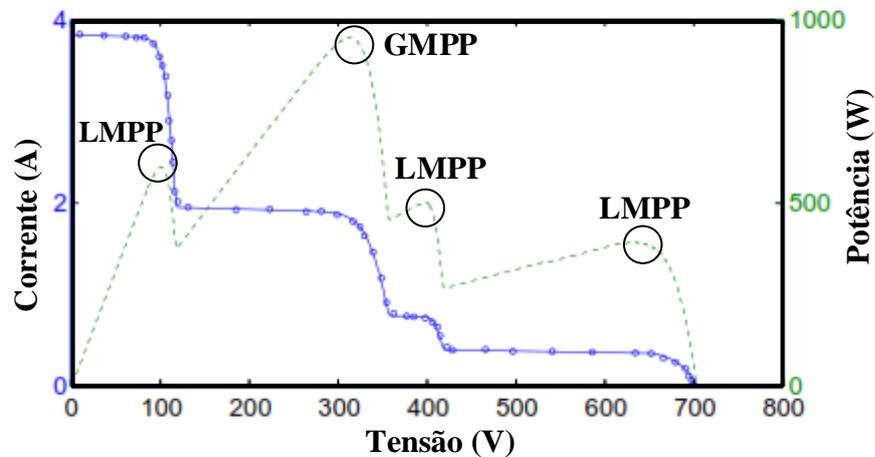
Fonte: Adaptado de Onat (2010)

Todos os tipos de inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica devem ser munidos de sistema de seguimento de ponto de máxima potência (MPPT em inglês ou, em português SPMP) para extrair a máxima potência do GFV. SPMP's

convencionais, resumidos em Onat *et al.*, (2010), Boztepe *et al.*, (2014) e Efram e Chapman (2017), podem precisamente seguir o MPP sobre condições de irradiância uniformes (BRITO *et al.*, 2013; BOZTEPE *et al.*, 2014). Dentre eles, o método perturba e observa (P&O) e a condutância incremental são os mais empregados, particularmente, por aplicações de baixo custo (BOZTEPE *et al.*, 2014; FEMIA *et al.*, 2005).

Por outro lado, tal como visto anteriormente, árvores, nuvens, edificações próximas, antenas de TV e celular, dentre outras estruturas, podem criar sombreamentos parciais sobre a superfície do GFV, que afetam drasticamente a característica de potência-tensão, originando múltiplos pontos de máxima (BRITO *et al.*, 2013; BOZTEPE *et al.*, 2014; FEMIA *et al.*, 2005), tal como mostra a Figura 1.21. Nestes casos, esquemas de SPMP convencionais são afetados, uma vez que eles são projetados para convergir para qualquer ponto de máximo local (*Local Maximum Power Point-LMPP*) ao invés de um máximo global (*Global Maximum Power Point-GMPP*), causando redução significativa de desempenho (BRITO *et al.*, 2013; BOZTEPE *et al.*, 2014; FEMIA *et al.*, 2005).

Figura 1.21 – Pontos de GMPP e LMPP em uma curva corrente *versus* tensão de GFV



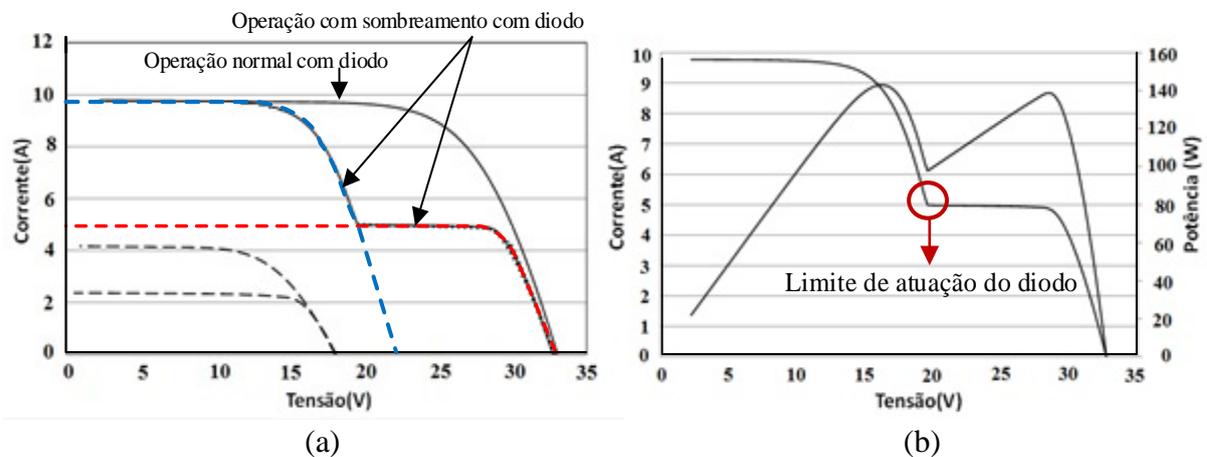
Fonte: Adaptado de Onat (2010)

Diversos trabalhos têm abordado técnicas para o seguimento do ponto de máxima potência de sistemas fotovoltaicos com sombreamento parcial (Onat *et al.*, 2010; Brito *et al.*, 2013; Boztepe *et al.*, 2014; Femia *et al.*, 2005). Algumas soluções para este quesito usam inovação nas topologias dos conversores. Entre as soluções encontradas apenas no software embarcado no controlador do inversor de um sistema fotovoltaico centralizado, algumas utilizam técnicas de GMPP complexas. Estas técnicas, embora tenham resultados satisfatórios, demanda maior capacidade de processamento e memória, o que resulta em custos elevados para aplicações comerciais (ONAT *et al.*, 2010; BRITO *et al.*, 2013).

Ressalta-se ainda, que além da influência do SPMP na operação do GFV, o grau de sombreamento, que influenciará na atuação ou não do diodo de desvio, afeta de forma significativa o padrão da curva I-V e P-V do GFV.

Os módulos FV comerciais encontrados hoje no mercado possuem diodos de desvio em seus circuitos para minimizar o efeito do sombreamento e manter a integridade física do módulo FV. Uma maneira de se averiguar alguma anomalia na operação do GFV devido algum tipo de sombreamento, bem como a influência do diodo de desvio, para sobre a verificação das curvas I-V e P-V sob condições de sol real. Em Braga (2014) estudou-se o efeito do sombreamento em testes realizados em nível de módulo FV, utilizando-se a seguinte metodologia: um par de módulo foi submetido a testes diários, onde um módulo FV era sombreado enquanto que o outro operava sobre condições normais de incidência solar. Dentre os módulos utilizados, um par não possuía diodos de desvio e tinha potência nominal de 55 Wp. Na Figura 1.22 (a) são mostrados as curvas do módulo sem diodo (linha tracejada na cor cinza) e o par de módulos de potência nominal de 230 Wp, que possui os diodos de desvio, de acordo como mostrado na Figura 1.18.

Figura 1.22 – Efeito do sombreamento na curva I-V e P-V de módulos fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de Braga (2014)

Pode-se observar que o módulo FV sombreado e com diodo apresenta uma curva I-V resultante dada pela composição de duas curvas I-V, uma curva na cor vermelha, que corresponde à parte do módulo que está sombreado, e uma curva na cor azul, que representa o restante do módulo operando em condições normais. A primeira parte da curva corresponde àquela na qual o diodo está polarizado (parte da curva em azul) e, a segunda, corresponde àquela na qual o diodo deixa de ser polarizado, e quem dita o comportamento da corrente é justamente a parte do módulo sombreada (parte da curva em vermelho). Tem-se, assim, a

composição das duas curvas (na cor vermelha e azul) resultando na curva do módulo sombreado (ver Figura 1.22 (b)). Nota-se que o comportamento do módulo FV que não possui diodo é alterado pela simples redução da corrente que, nesse caso, é proporcional ao nível do sombreamento. Cabe salientar que nesse trabalho procurou-se reproduzir vários tipos de sombreamento em nível de GFV operando em um sistema real, complementando as análises realizadas por Braga (2014).

CAPÍTULO 2

ÍNDICES DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO SOB CONDIÇÃO DE SOMBREAMENTO

Os índices de avaliação que mostram o desempenho de sistemas fotovoltaicos são muito importantes, pois 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.

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectado à Rede (SFCRs) possuem diversas fontes de perdas que vão desde o GFV até o ponto de conexão com a rede de energia elétrica. Algumas dessas perdas são relativamente simples de modelar e estão bem consolidadas na literatura, dentre elas pode-se citar: as perdas devido à temperatura de trabalho da célula FV e as perdas de conversão c.c.- c.a. no inversor. Por outro lado, outros tipos de perdas, que correspondem a fatores como o sombreamento, são mais difíceis de modelar, pois seu impacto no desempenho do GFV dependerá de vários fatores, dentre os quais, os mais significativos são a magnitude do sombreamento e o ponto de operação imposto ao GFV pelo inversor. A intenção deste capítulo é apresentar as principais figuras de mérito e modelos que são aplicados nas análises realizadas no Capítulo 4.

2.1 Produtividade do Sistema (Y_F)

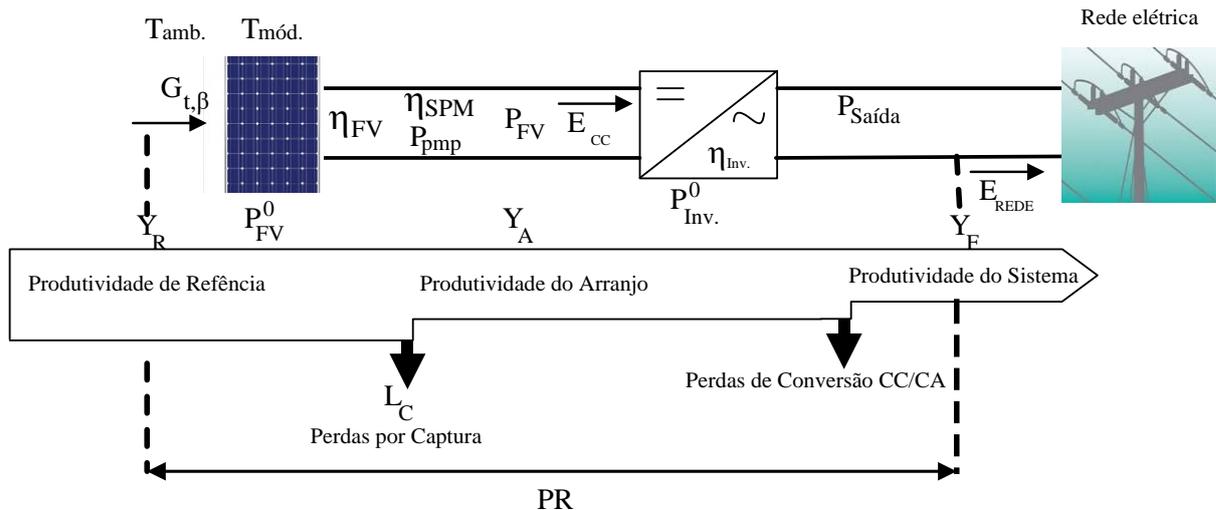
A produtividade do sistema (Y_F) relaciona a energia elétrica injetada no ponto de conexão com a rede elétrica local (E_{REDE}) com a potência nominal do GFV (P_{FV}^0), tal como descreve a Equação 2.1. A potência na saída ($P_{Saída}$) é a potência instantânea injetada no barramento c.a.. A Y_F representa 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 tanto em h ou em kWh/kWp. Como o índice Y_F é normalizado em função da potência nominal do GFV, podem-se comparar sistemas fotovoltaicos com diferentes potências,

localidades e configurações. Nota-se que a produtividade inclui todas as perdas envolvidas na geração, inclusive as perdas devido ao sombreamento.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{Saída} \times dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{REDE}}{P_{FV}^0} \quad (2.1)$$

A Figura 2.1 ilustra os principais parâmetros de interesse quando se avalia um SFCR, dentre os quais se destacam: a temperatura de operação da célula; 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 GFV (P_{mp}); a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência (η_{SPMP}); a eficiência do GFV (η_{FV}); a produtividade do GFV (Y_A); a perda por captura (L_C); a produtividade do SFCR (Y_F); e o desempenho global (PR).

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



2.2 Produtividade de Referência (Y_R)

Corresponde à relação entre a energia incidente no plano do GFV, expressa em kWh/m², e a irradiância de referência em W/m² (1000 W/m²). Nota-se que a produtividade representa o recurso solar disponível no local onde se encontra o GFV, representando o número de horas que o sistema funcionaria na condição de irradiância de referência ($G_{ref.}$). A produtividade de referência é calculada pela Equação 2.2.

$$Y_R = \frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{t,\beta} \times dt}{G_{ref}} \quad (2.2)$$

2.3 Desempenho Global (PR)

O desempenho global é uma grandeza percentual que quantifica a eficiência do sistema como um todo, contabilizando todas as perdas envolvidas no sistema de geração de energia elétrica. A Equação 2.3 mostra a relação para o cálculo do PR .

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.3)$$

2.4 Produtividade do Arranjo (Y_A)

A produtividade do GFV (Y_A) é um índice similar ao Y_F , porém utiliza a produção de energia elétrica em corrente contínua (E_{CC}), isto é, a energia do GFV normalizada em função da potência nominal do mesmo. Como ilustrado na Figura 2.1 a E_{CC} é a energia entregue ao inversor, obtida da integração da P_{FV} . A Y_A é calculada através da Equação 2.4, e sua unidade é kWh/kWp, ou simplesmente horas.

$$Y_A = \frac{E_{CC}}{P_{FV}^0} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} \times dt}{P_{FV}^0} \quad (2.4)$$

2.5 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, sujeira, etc. Essas perdas incluem todas as perdas no sistema de geração de energia desde a captação da irradiação incidente no plano do GFV até a entrada do inversor. As perdas por captura geralmente são calculadas em termos de porcentagem de Y_R , sendo calculada, desse

modo, pela diferença entre Y_R e Y_A , dado em horas ou em kWh/kWp, dividida pela produtividade de referência, de acordo com a Equação 2.5.

$$L_C = \frac{(Y_R - Y_A)}{Y_R} \quad (2.5)$$

2.6 Eficiência de Conversão Fotovoltaica Média (η_{FV})

A eficiência de conversão fotovoltaica média (η_{FV}), dada em porcentagem, é definida pela razão entre a energia entregue pelo gerador fotovoltaico (E_{cc}) e a irradiação total incidente no plano do GFV (integral de $G_{t,\beta}$) multiplicado pela sua área útil para conversão da luz em eletricidade (AG_{FV}), tal como indica a Equação 2.6.

$$\eta_{FV} = \left(\frac{E_{cc}}{G_{t,\beta} \times AG_{FV}} \right) \times 100 \quad (2.6)$$

2.7 Eficiência de Seguimento de Ponto de Máxima Potência (η_{SPMP})

Outro parâmetro utilizado para avaliação do desempenho do GFV é a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência (η_{SPMP}), definida pela razão entre a energia obtida pelo inversor de um dado GFV e a energia que poderia ser obtida desse mesmo gerador se o inversor fosse munido de um sistema de seguimento do ponto de máxima potência ideal, como mostra a Equação 2.7.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} \times dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} \times dt} \quad (2.7)$$

2.8 Fator de Impacto da Sombra (FIS)

Todas essas ferramentas descritas até o momento são índices que permitem avaliar os geradores fotovoltaicos de forma global, tal como mostra a Figura 2.1. Contudo, para descrever com mais detalhes outros tipos de perdas, como, por exemplo, aquelas impostas por sombreamento, se fazem necessário a utilização de índices de perdas específicos. Isto está relacionado ao modelamento dessas perdas que são muito dinâmicas e, portanto, não apresentam um comportamento linear.

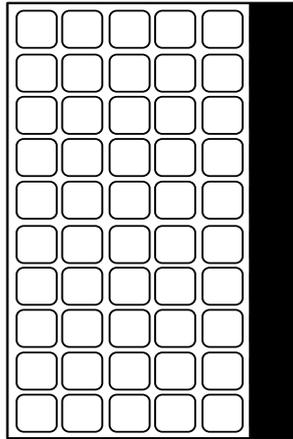
Sombreamentos parciais em instalações FV têm impactos desproporcionais na produção de eletricidade. Um índice muito útil para caracterizar esse impacto é o Fator de Impacto da Sombra (FIS), em inglês conhecido com *Shade Impact Factor* (SIF), que relaciona a extensão efetiva da sombra sobre o plano do GFV e a redução de potência devido ao sombreamento. A Equação 2.8 descreve esse índice (DELINE *et al.*, 2013).

$$FIS = \left(1 - \frac{P_S}{P_{FV}} \right) \times \frac{AGFV}{A_S} \quad (2.8)$$

Onde P_{FV} e $AGFV$ correspondem, respectivamente, à potência instantânea entregue pelo módulo FV sem sombreamento e a área total do GFV, enquanto que P_S e A_S são a potência sob condição de sombreamento e área sombreada, respectivamente.

Para melhor entendimento do parâmetro FIS, considere um GFV constituído por um único módulo FV de 230 W, com área de 1,682 m², que fornece em operação normal, para uma dada condição de temperatura de célula e irradiância, uma potência instantânea de 210 W. Com 100 % de sombreamento de uma fileira de células na vertical, área igual 0,2803 m², (ver Figura 2.2) o GFV fornece 140 W. Logo, de acordo com a Equação 2.8, este GFV apresenta um FIS= 2,0 para um sombreamento de 16,6647% da área total do modulo FV. Isso significa que esse sombreamento causa uma redução de potência de 2,0 vezes o valor percentual que a área sombreada sugere, ou seja, 2,0 x 16,6647 % = 33,33 %.

Figura 2.2 – Exemplo de sombreamento de 100% de uma fileira de células na vertical.



2.9 Modelos de Estimativa das Perdas por Sombreamento em GFVs

Como já descrito anteriormente, os GFVs são afetados por sombreamentos entre os arranjos FV ou projetados por prédios, árvores e outros obstáculos, principalmente nas primeiras e últimas horas do dia. É evidente que o sombreamento é uma situação comum em SFCRs, e que deve ser considerada para se obter previsões mais precisas de produção de energia. A literatura sobre o impacto do sombreamento na potência fornecida por um GFV é abundante, com estudos que se baseiam, na maioria dos casos, no levantamento da curva de corrente-tensão (I-V) do GFV (FATIH BAYRAK *et al.*, 2017; VIJAYAKUMAR *et al.*, 2015; MAHMOUD DHIMISH *et al.*, 2017). Este tipo de abordagem permite um cálculo muito preciso, visto que leva em consideração todos os detalhes relativos à interconexão entre as células FV e diodos de desvio. No entanto, isso também implica uma complexidade significativa (lidar com curvas I-V inteiras significa usar equações não lineares) além de elevado esforço computacional (uma curva I-V bem definida, geralmente, precisa de no mínimo de 50 pontos). Assim, esses modelos têm suas aplicações limitadas, dando aos modelos mais simples a oportunidade de serem considerados para aplicações em *softwares* comuns para estimativa de produtividade, que, em sua maior parte, dependem de cálculos diretos da energia produzida. Para este propósito, um modelo polinomial, que é amplamente utilizado é dado pela Equação 2.9 (MARION *et al.*, 2001; NARVARTE & LORENZO, 2008; MARTÍNEZ-MORENO *et al.*, 2010):

$$P_{mp} = \frac{P_{FV}^0 \times G_{t,\beta}}{G_{ref}} \times \left[1 + \gamma (T_C - T_{Cref}) \right] \quad (2.9)$$

Onde P_{mp} é a potência máxima de saída fornecida pelo GFV sem sombreamento, G é a irradiância incidente, T_c é a temperatura da célula FV e γ é o coeficiente de temperatura de potência. O subscrito *ref* representa condições padrão de ensaio (*STC*). Existem vários trabalhos experimentais que mostram, apesar de sua grande simplicidade, efetividade e precisão da Equação (2.9) (MACÊDO, 2006; FUENTES *et al.*, 2007; ALMEIDA, 2012). Em Martínez-Moreno *et al.* (2010) reforça-se que é interessante continuar a usá-la, após uma modificação adequada, para situações em que ocorra sombreamento no GFV. A adequação proposta por Martínez-Moreno *et al.* (2010) baseia-se na simples modificação empírica da Equação (2.9) com base na consideração da geometria de sombreamento. Ampla evidência experimental é apresentada para demonstrar a validade do modelo proposto, que também foi aplicado a um dos sistemas monitorados no laboratório do GEDAE.

2.9.1 Modelo Proposto Martínez-Moreno (2010)

Considerando um GFV afetado por algum evento de sombreamento, pode-se considerar, em qualquer instante, a Equação 2.10.

$$P_S = P_{NS} \times (1 - F_{ES}) \quad (2.10)$$

Onde P_S e P_{NS} representam as potências entregue pelo GFV com e sem sombreamento, respectivamente, e F_{ES} representa o fator de sombreamento efetivo, cujo valor determina a redução de potência do GFV.

Uma primeira estimativa possível para o F_{ES} consiste em assumir que a redução na potência é igual à fração do GFV sombreado, Equação 2.11. Esta figura de mérito é conhecida como fator de sombreamento geométrico, F_{GS} .

$$F_{ES} = F_{GS} \quad (2.11)$$

Obviamente, esta aproximação representa um limite mínimo para a redução de potência, sendo, portanto, sempre otimista.

Uma segunda aproximação, desta vez pessimista, é assumir que qualquer sombreamento limita completamente a potência do arranjo, Equação (2.12).

$$F_{GS} > 0 \rightarrow F_{ES} = 1 \quad (2.12)$$

Uma melhor aproximação é obtida ao se levar em consideração blocos de sombreamento. Um “bloco” é aqui definido como um grupo de células protegidas por um diodo de desvio. Um bloco é considerado sombreado quando ao menos uma de suas células está sombreada. A primeira possibilidade é considerar que a potência entregue por um bloco é nula quando o bloco é sombreado, de modo que F_{ES} possa ser calculado pela Equação 2.13.

$$(1 - F_{ES}) = \left(1 - \frac{N_{SB}}{N_{TB}}\right) \quad (2.13)$$

Onde N_{TB} é o número total de blocos do GFV considerado e N_{SB} é o número de blocos sombreados. A priori, esta equação tende a ser otimista, uma vez que as perdas de potência, geralmente, são maiores que a potência fornecida pelos blocos sombreados. Por exemplo, quando um bloco é sombreado e o seu diodo de desvio é ativado, não somente a potência deste bloco é anulada, como também, se existirem outras séries (*strings*) não sombreadas conectadas em paralelo, a tensão de operação será reduzida, causando perdas de potência adicionais. Outro exemplo: se um bloco é sombreado e o seu diodo de desvio não é ativado, a corrente desta série será limitada por este bloco, reduzindo a potência fornecida pelos blocos restantes conectados em série. Ainda em Martínez-Moreno *et al.* (2010), demonstrou-se que a Equação 2.13 leva a uma estimativa otimista.

Segundo Martínez-Moreno *et al.* (2010), alguns pacotes de *softwares* comercialmente disponíveis, tais como: SolarPro V3, PVSYST 5.0, e PV Watts v2, utilizavam algumas destas equações. Portanto, pode-se considerar que estes programas estavam de certa forma acompanhando o estado da arte. Entretanto, não foi encontrada na época nenhuma evidência experimental na literatura que validasse estes programas.

Uma aproximação mais precisa utiliza a Equação 2.14. Trata-se de uma expressão empírica, que leva em consideração tanto a fração da área sombreada do GFV e o número de blocos sombreados.

$$(1 - F_{ES}) = (1 - F_{GS}) \times \left(1 - \frac{N_{SB}}{(N_{TB} + 1)}\right) \quad (2.14)$$

O número “1” adicionado ao denominador não representa nenhum sentido físico direto: é um recurso matemático utilizado para evitar que a potência do GFV seja completamente anulada na ocorrência de sombreamento em todos os blocos que constituem o GFV ($N_{SB} = N_{TB}$), mas ainda mantendo uma área iluminada significativa (baixo F_{GS}). Vale

ressaltar que esta equação é puramente experimental, e que falta sentido em sua interpretação física. Por exemplo, para valores altos de N_{TB} , a razão $N_{SB}/(N_{TB} + 1)$ tende à resultar em F_{GS} . Portanto $(1 - F_{ES}) \approx (1 - F_{GS})^2$. Outro exemplo: quando todos os blocos são sombreados ($N_{SB} = N_{TB}$) a razão $N_{SB}/(N_{TB} + 1)$ varia entre 0,5 ($N_{TB} = 1$) e 1 ($N_{TB} \gg 1$), o que não corresponde a realidade, pois implica que as perdas de potência causadas pelo mesmo sombreamento em vários módulos FV aumenta à medida que o número de módulos FV aumenta (na realidade, as perdas de potência podem ser iguais).

De acordo com Martínez-Moreno *et al.* (2010), em termos práticos, F_{ES} deve ser aplicado apenas às componentes direcionais da irradiância no plano do GFV: direta, B , e a parte circumsolar da difusa, D^{CIR} . Nem as componentes isotrópicas difusa, D^{ISO} , e albedo, R , são afetadas significativamente pelo sombreamento. Portanto, a Equação 2.9 pode ser reescrita, considerando o efeito do sombreamento, segundo a Equação 2.15.

$$P_S = \frac{P_{FV}^0 \times \left[1 + \gamma (T_C - T_{Cref}) \right] \times \left[(B + D^{CIR}) \times (1 - F_{ES}) + D^{ISO} + R \right]}{G_{ref}} \quad (2.15)$$

Esta expressão pode ser reescrita em termos da perda de potência, tal como mostra a Equação 2.16. Nesta dissertação, como P_{NS} não foi medida durante o experimento, este parâmetro foi calculado utilizando a Equação 2.9, ou seja, $P_{NS} = P_{mp}$.

$$\left(1 - \frac{P_S}{P_{NS}} \right) = \left(1 - \frac{\left[(B + D^{CIR}) \times (1 - F_{ES}) + D^{ISO} + R \right]}{G_{t,\beta}} \right) \quad (2.16)$$

A metodologia de validação usada por Martínez-Moreno *et al.* (2010) foi baseada em vários experimentos, consistindo na medição de curvas I-V de GFVs reais com e sem sombreamento em dias de céu limpo. Os valores de P_S e P_{NS} foram os valores medidos sob condições reais de operação. Ambas as curvas I-V foram medidas imediatamente uma após a outra. O valor da soma das componentes “ $D^{ISO} + R$ ” foi obtido através da medição da corrente de curto-circuito de um módulo FV calibrado localizado na região sombreada. G é obtida por meio de outro módulo FV calibrado, localizado em área iluminada. Finalmente, o valor da soma das componentes “ $B + D^{CIR}$ ” foi obtido como a diferença destes dois valores medidos. Os valores experimentais obtidos de perda de potência foram então comparados com os valores calculados de acordo com a Equação 2.16, onde o valor de F_{ES} é estimado conforme apresentado nas Equações 2.11 a 2.14.

A campanha experimental também foi realizada em plantas FV comerciais. Na Figura 2.3 apresenta-se o caso de uma planta FV de 1 MW, localizada próximo de Almería, Espanha, com 40 GFVs. Cada GFV de 25 kW é formado por 160 módulos, cada um contendo 2 diodos de desvio.

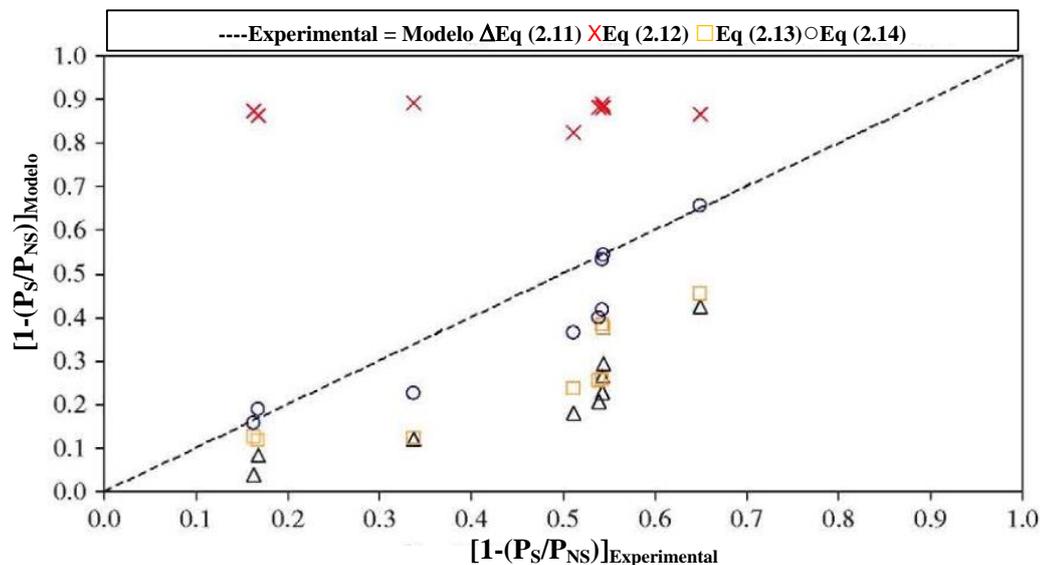
Figura 2.3 - Perfis de sombreamento em arranjos de 25 kW de uma planta FV comercial instalada em Almería, Espanha.



Fonte: Adaptado de Martínez-Moreno (2010)

A Figura 2.4 apresenta a conformidade entre os valores experimentais e estimados para a redução na potência, onde percebe-se que a Equação 2.14 apresenta um melhor desempenho que as demais. Nas análises realizadas no Capítulo 4, somente a Equação 4.12 não será utilizada devido ao seu baixo desempenho.

Figura 2.4 - Validação do modelo proposto por Martínez-Moreno: Redução de potência estimada pelo modelo apresentado na Equação 2.14 versus valores experimentais. A linha tracejada destaca a conformidade entre os valores estimados e obtidos experimentalmente.



Fonte: Adaptado de Martínez-Moreno (2010)

2.10 Metodologias de Aplicação de Sombreamento

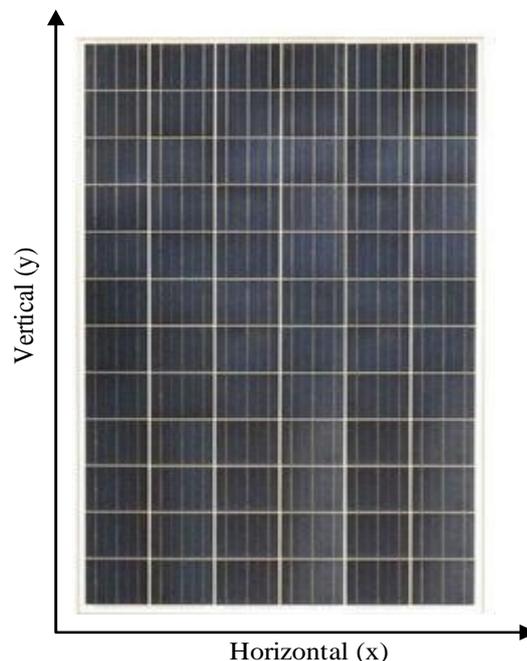
Neste trabalho são analisados módulos FV e SFCRs sob diversas situações de sombreamento. Algumas dessas situações originaram-se do processo de instalação dos GFVs e outras foram situações forçadas para servir de objeto de estudo para este trabalho. As metodologias descritas aqui se referem unicamente às situações simuladas.

Os sombreamentos podem ocorrer de diversas formas, tais como aquelas mostradas no Capítulo 1. Neste trabalho foram simulados os seguintes tipos de sombreamento no GFV:

- 1 - Sombreamento que causa o bloqueio da radiação tanto direta quanto difusa;
- 2 - Sombreamento parcial, onde ocorre o bloqueio somente da radiação direta;
- 3 - Sombreamento que causa redução na radiação direta.

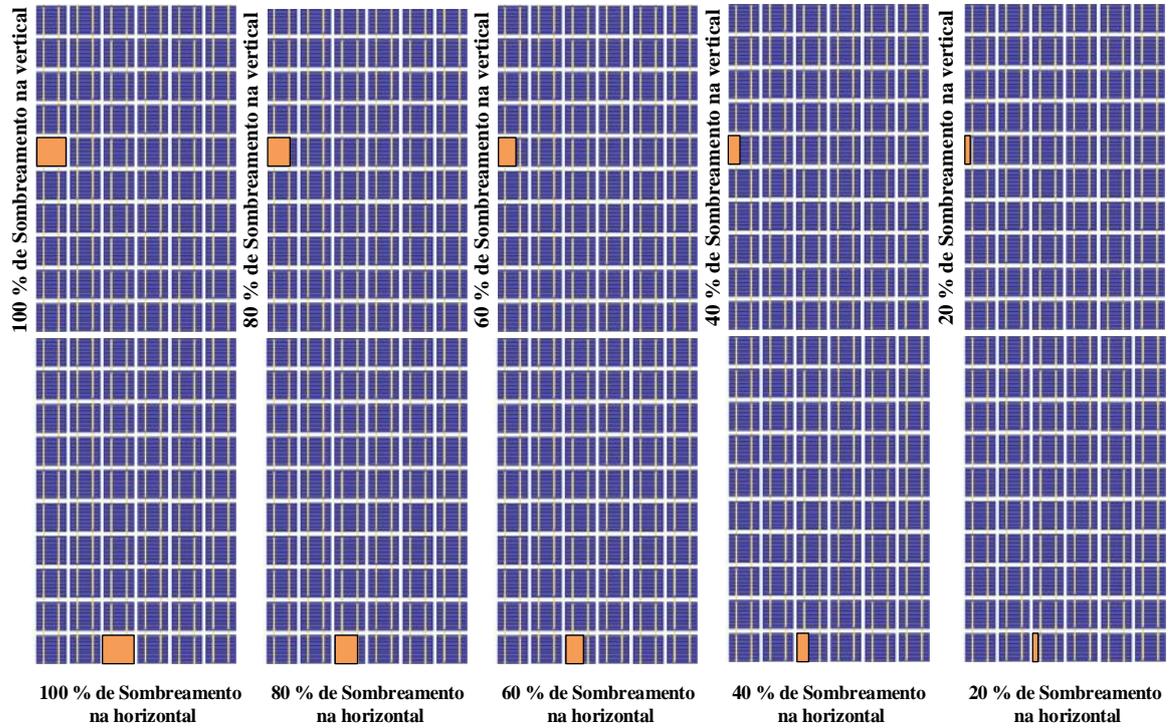
O sombreamento que bloqueia tanto a radiação direta quanto a difusa foi realizado com um anteparo feito de papelão com uma área equivalente a de uma célula que constitui o módulo FV ou GFV que se desejava sombrear, nas seguintes porcentagens de área de uma célula: 20%, 40%, 60%, 80% e 100%. Considerando o sistema de eixos cartesianos representando as dimensões de um módulo FV, tem-se que o eixo das ordenadas (y) representa a vertical e, o eixo das abscissas (x) a horizontal, tal como mostra a Figura 2.5. A caixa de conexão do módulo sempre está no eixo das ordenadas.

Figura 2.5 – Sistema de referência para módulo FV.



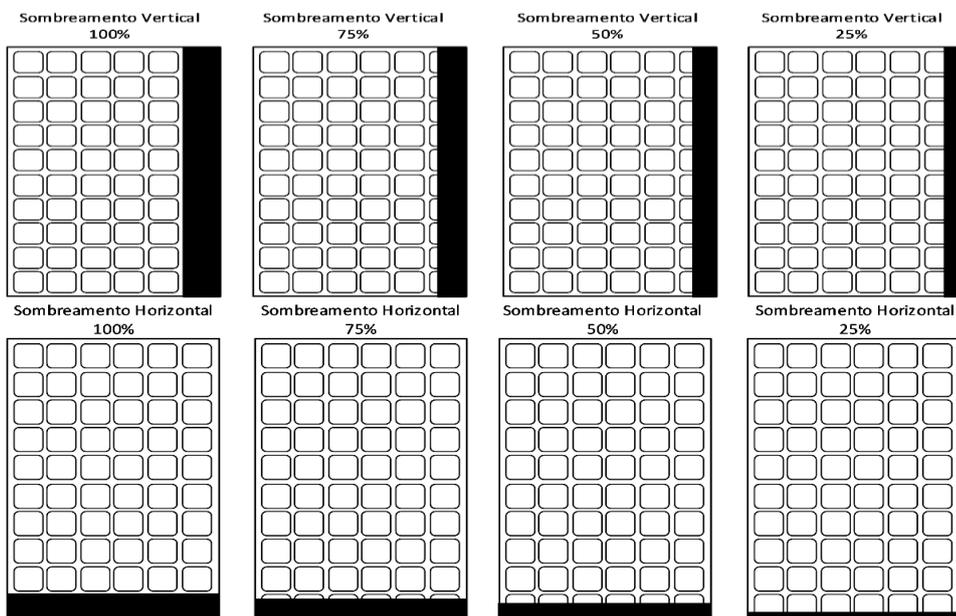
Após definido o sistema de referência para os módulos fotovoltaicos, foram realizados diversos padrões de sombreamento, como mostra a Figura 2.6

Figura 2.6 – Padrões de sombreamento para bloqueio da radiação direta e difusa em módulos fotovoltaicos.



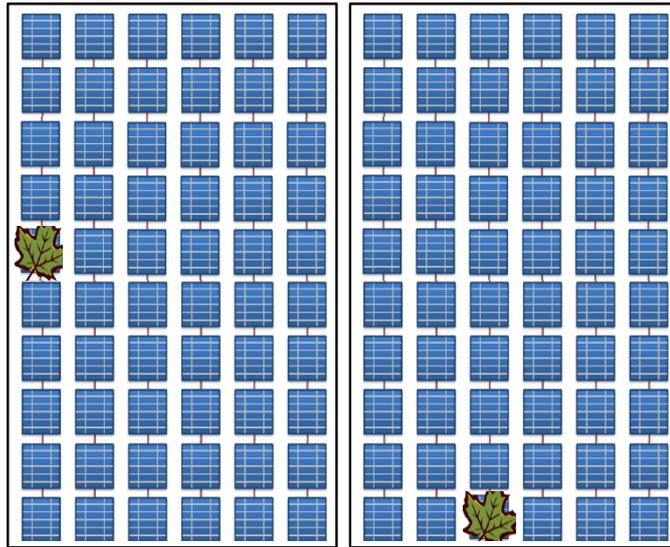
A segunda aplicação, também bloqueando tanto a radiação direta quanto a difusa, foi feita com anteparo de papelão, mas, desta vez, sombreando uma fileira inteira de um determinado módulo FV nas seguintes porcentagens de área de uma célula fotovoltaica: 25%, 50%, 75% e 100%, na horizontal e vertical, tal como indica a Figura 2.7.

Figura 2.7 – Sombreamentos realizados nas fileiras das células de um módulo FV.



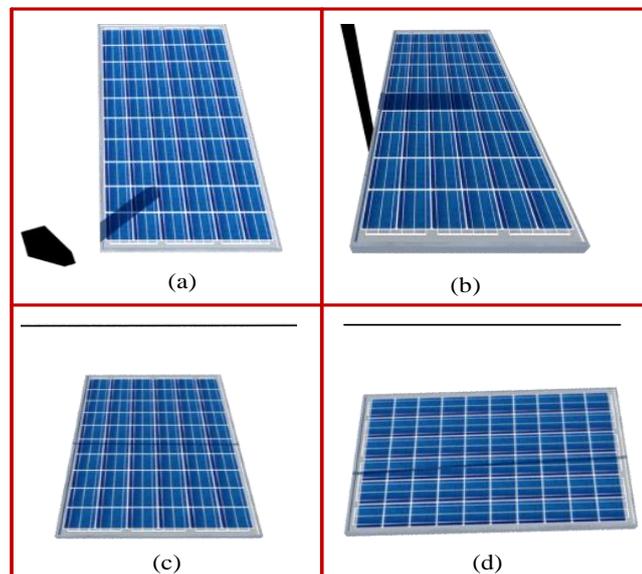
A terceira simulação de sombreamento que bloqueia a radiação direta e a difusa foi realizada com uma folha de uma árvore, simulando a queda desta sobre uma das células de um dado módulo FV. Para isso, foram coletadas folhas praticamente com as mesmas dimensões e formas, a fim de se manter uniforme a dimensão da sombra. A Figura 2.8 mostra a metodologia aplicada.

Figura 2.8 – Sombreamentos realizados nas fileiras dos módulos



Para a simulação do sombreamento parcial, isto é, do bloqueio da radiação direta, foram realizados três experimentos: (a) com um poste quadrado de 7 cm de largura por 2m de altura; (b) com um anteparo de 2,5 cm de espessura por 1 m de altura; e (c) com cabos elétricos passando sobre os módulos FV. Na Figura 2.9 mostra-se como foram realizados esses sombreamentos.

Figura 2.9 – Sombreamentos (a) com um poste, (b) com anteparo de 1m, (c) e (d) com cabo elétrico.



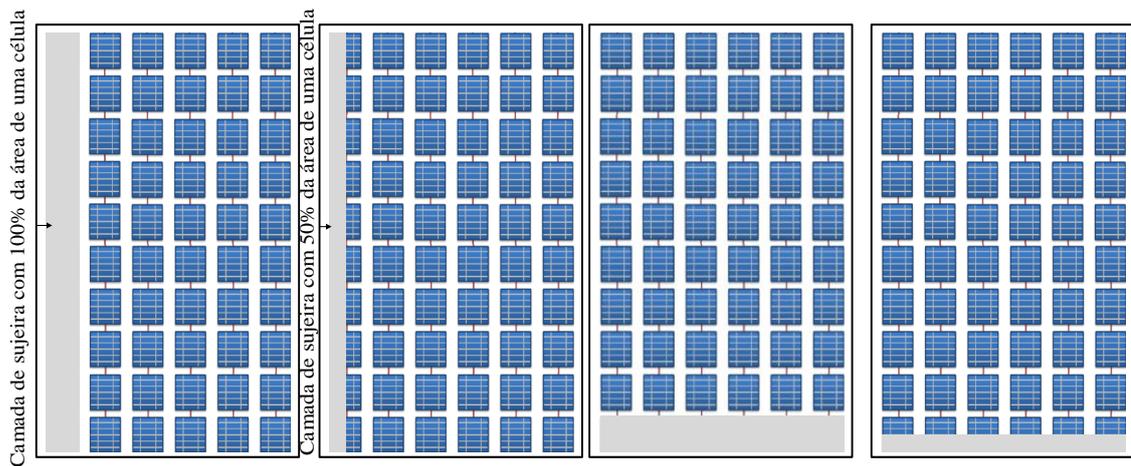
O sombreamento que causa redução da radiação direta foi realizado com a sujeira já acumulada nos próprios módulos FV instalados na área de testes do laboratório. Esses módulos encontram-se na fachada norte da edificação, dos quais foi removida a sujeira, a qual foi dissolvida em água, de tal modo que a mistura desse o efeito ilustrado na Figura 2.10.

Figura 2.10 – Efeito causado pelo sombreamento simulado por sujeira sobre o módulo FV.



Esse sombreamento foi realizado nas seguintes porcentagens, tanto na vertical quanto na horizontal: 50% e 100%. A maneira que foi realizado o experimento é mostrado na Figura 2.11. A sujeira retirada apresentava uma coloração bastante escura. Entretanto, após a distribuição dela com um pincel, a mesma passou a apresentar uma coloração com um tom muito mais claro.

Figura 2.11 – Sombreamentos realizado com a sujeira em 50% e 100% tanto na vertical quanto na horizontal.



Na identificação e quantificação de perdas por sombreamento em sistemas fotovoltaicos, é conveniente que se tenha dois sistemas operando simultaneamente, estando

um deles operando em situação normal² e o outro sob condição de sombreamento. Baseando-se nessa filosofia, foi montado um experimento reproduzindo esse procedimento. Para uma análise mais criteriosa utilizaram-se inversores e GFVs de mesma potência e mesmo fabricante, onde foram reproduzidos alguns dos sombreamentos descritos anteriormente. As metodologias de sombreamento descritas aqui serão complementadas e particularizadas para cada avaliação apresentada junto com os resultados no Capítulo 4.

² Operação de sistemas fotovoltaicos ditos normais consideradas neste trabalho refere-se a sistemas livres de qualquer tipo de sombreamento.

CAPÍTULO 3

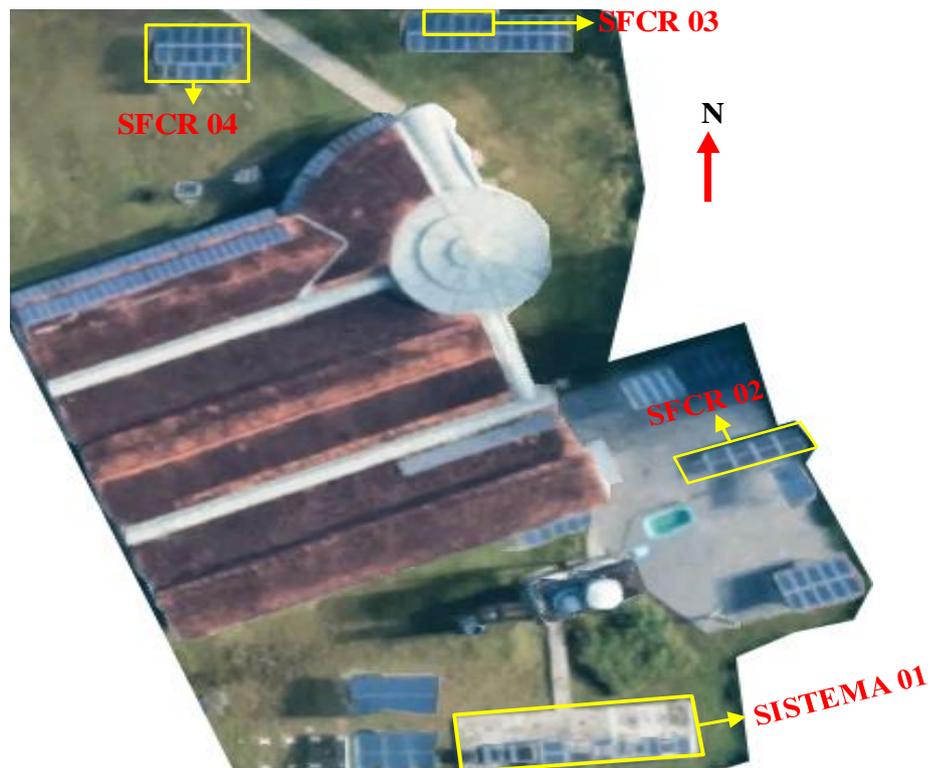
DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS MONITORADOS

Este capítulo descreve todos os sistemas utilizados na elaboração deste trabalho, os quais são nomeados como SISTEMA 01, SFCR 02, SFCR 03 e SFCR 04.

O SISTEMA 01 refere-se a um conjunto de equipamentos que monitoram todos os parâmetros elétricos dos módulos FV e as variáveis ambientais (temperatura de costa do módulo e irradiância) para levantamento de curvas I-V a cada segundo, em condições reais de operação. Os demais sistemas são constituídos de geradores FV conectado à rede elétrica do prédio do GEDAE, que também são monitorados em tempo real.

A Figura 3.1 mostra a localização de todos os sistemas monitorados na área de teste do laboratório do GEDAE.

Figura 3.1 – Visão geral da localização dos sistemas monitorados no laboratório GEDAE.



3.1 SISTEMA 01

Como descrito anteriormente, a área de testes que compreende o SISTEMA 01 é formada por um sistema completo de monitoração, que mede as grandezas elétricas de módulos fotovoltaicos e grandezas relacionadas à temperatura e ao recurso solar.

A estrutura é composta por três bases metálicas, projetadas para posicionamento dos módulos, de forma que a fixação é feita por um sistema de trilhos, que permite a sua transladação, além de possibilitar o encaixe para diferentes tamanhos de módulos fotovoltaicos. Na Figura 3.2 pode-se observar parte da área de teste correspondente ao SISTEMA 01.

Figura 3.2 – Visão de parte do SISTEMA 01.



As ligações dos módulos, dos sensores tipo PT1000 e dos sensores de irradiância são realizadas dentro de quadros (ver Figura 3.2, caixas pretas) que abrigam as placas de aquisição de dados e os *dataloggers*, localizados abaixo dos módulos FV. Cada quadro possui uma identificação no seu terminal de conexão com o módulo FV, que é feita com uma etiqueta que contém o prefixo BEMS seguido de números de 01 a 14. A referida área de teste foi utilizada em Braga (2014) no desenvolvimento de seu estudo, no qual foi realizado um monitoramento de desempenho de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos entre os anos de 2012 a 2014. Na época, tal área de testes possuía sete quadros, dos quais cinco apresentaram problemas nas placas de medição. Por conta disso, somente dois quadros estão em perfeito funcionamento e foram utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

As placas de aquisição possuem importância fundamental no processo, pois são responsáveis pela medição das grandezas elétricas, “realizando” o levantamento da curva I-V dos módulos através de uma carga eletrônica. Elas são conectadas diretamente aos

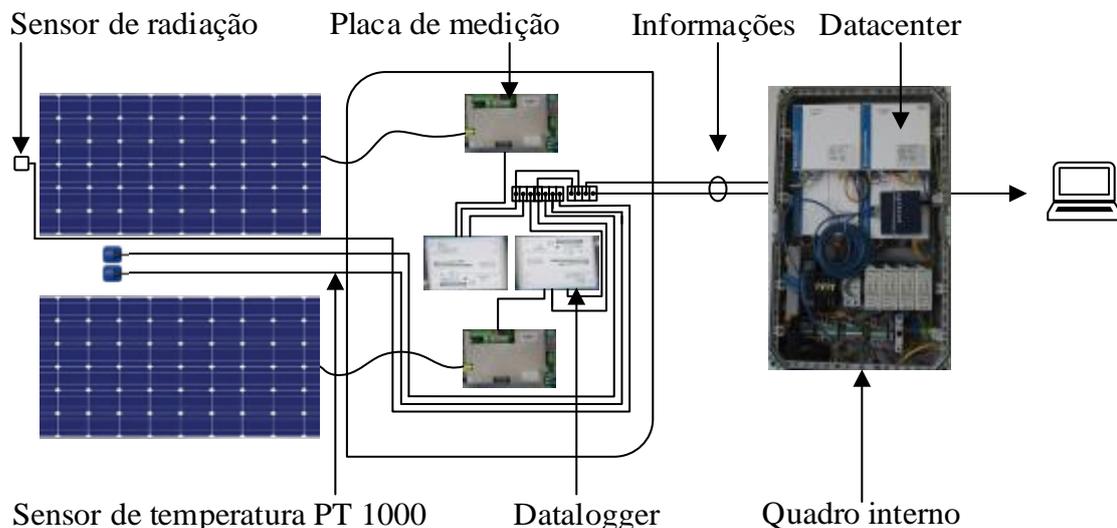
dataloggers que armazenam os valores medidos, que, por sua vez, são ligados a quatro *datacenters* localizados na sala de monitoração e controle do laboratório através de cabos subterrâneos, sendo três deles destinados a monitoração dos módulos e um para a estação meteorológica.

Os *datacenters* realizam a comunicação dos *dataloggers* com os computadores através da intranet. Cada um possui um ambiente virtual que disponibiliza a visualização em tempo real dos dados medidos na área de testes, entretanto, esses dados não são acessados. Eles são gerados pelos *datacenters* e são enviados para os switches, que por sua vez mandam as informações para o roteador wireless. Assim, as informações provenientes dos *datacenters* ficam disponíveis para visualização na rede interna do GEDAE.

Os dados gerados pelo sistema são arquivos compactados de extensão “.gz”. Para descompactação desses arquivos, podem ser utilizados programas como Winrar, Winzip, dentre outros. Após a descompactação, obtém-se arquivos com a extensão “.xml”. Em Braga (2014) são descritos de forma detalhada os mecanismos para tratamento dos dados medidos.

Na Figura 3.3 pode-se observar como ocorre o monitoramento dos módulos fotovoltaicos. Primeiro é conectado o módulo FV à placa para medição da curva I-V, mede-se também temperatura de costa do módulo e irradiância. Os dados são enviados para o seu respectivo *datalogger* e, em seguida, para o *datacenter*. Por fim, as informações ficam disponíveis em um ambiente virtual, que disponibiliza em tempo real os dados medidos na área de testes. Esse processo se repete para os outros módulos.

Figura 3.3 – Esquema básico de ligação para medição e monitoramento dos módulos fotovoltaicos.



Informações sobre a identificação do fabricante, modelo, tecnologia, potência e eficiência dos módulos fotovoltaicos utilizados para realização de testes de sombreamento no SISTEMA 01 são mostradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Identificação dos módulos FV presentes no SISTEMA 01.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Potência (W)	Eficiência (%)
Day4Energy	60MCI	Si-Policristalino	235	14,1
Solar Word	SW230	Si-Policristalino	230	14,0
Yingli	YGLY245P	Si-Policristalino	245	15,0
Kyocera	KD250GH-4FB2	Si-Policristalino	250	14,0

O módulo 60MCI é composto por 60 células quadradas, com lado de 156 mm. Ele possui contatos metálicos bastante delgados e distribuídos uniformemente ao longo de cada célula FV, com o intuito de reduzir a área sombreada. Os módulos fotovoltaicos SW230, YGLY245P e KD250H-4FB2 também possuem 60 células das mesmas dimensões que o 60MCI. As características elétricas desses módulos são apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Características elétricas nominais dos módulos SW230, YGLY245P e KD250H-4FB2.

Módulo	V_{oc} (V)	V_{mp} (V)	I_{sc} (A)	I_{mp} (A)	P (W)	η (%)
60MCI	37,3	30,2	8,3	7,8	235	14,1
SW230	36,9	29,8	8,25	7,72	230	14,0
YGLY245P	37,8	30,2	8,63	8,11	245	15,0
KD250GH-4FB2	36,9	29,8	9,09	8,39	250	14,0

3.2 SFCR 02

O SFCR 02 operou durante quatro meses (janeiro a maio) com sete módulos fotovoltaicos de 240 Wp e outros quatro meses (junho a agosto) com oito módulos de mesma potência, totalizando oito meses de operação no ano de 2015. Nesse período, o sistema era composto por inversor de potência nominal de 2,85 kW, modelo IG 30 do fabricante Fronius, um *datalogger* e um *sensor box*, também do mesmo fabricante. Para medir as grandezas temperatura e radiação solar, o sistema conta com sensor de irradiância tipo célula e um sensor de temperatura tipo PT1000. Os módulos fotovoltaicos ALEO S-19 que compõe o gerador do SFCR 02 são de tecnologia monocristalina, cujas especificações elétricas são descritas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Especificações elétricas do módulo ALEO S-19.

$P_{max.}$	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}
240 W	30,45 V	7,93 A	37,9 V	8,49 A

A estrutura para fixação dos módulos, com inclinação de 10° em relação ao plano horizontal e voltada para o norte geográfico, foi construída em madeira e perfil de alumínio, tal como mostra a Figura 3.4, na qual também se pode observar o local onde foi instalado o sensor de irradiância.

Figura 3.4 – Estrutura do gerador FV e sensor de irradiância.



Observa-se na Figura 3.5, o inversor e duas caixas abrigo do *datalogger* e o *sensor box*, localizados embaixo da estrutura do gerador.

Figura 3.5 – Localização do inversor, datalogger e sensor box.



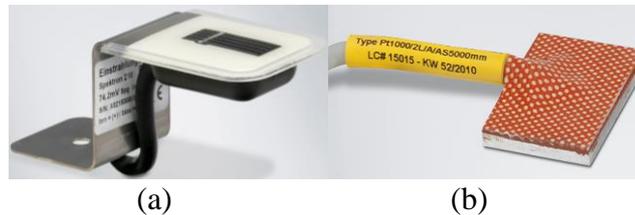
Quanto à monitoração do sistema, o *datalogger* coletava, a cada 5 minutos, informações elétricas do inversor tais como: tensão c.c., tensão c.a. e potência c.a., além de temperatura de costa do módulo FV e irradiância no plano de gerador, ambas provenientes do *sensor box*. Esses dados eram armazenados na memória interna, com capacidade de 500 Kbytes (suporta aproximadamente 1000 dias de dados e, após esse período, começa a sobrescrever os dias mais antigos).

O acesso aos dados ocorria de duas maneiras: através da internet, conectando cabos RJ-45, ou diretamente via cabo USB. Na segunda opção era necessário utilizar o *software* “FRONIUS Solar.access”, no qual foram introduzidos os dados do GFV que se desejava

monitorar e também se definiam os sensores, com a inserção da calibração de cada um. O programa oferece uma interface para visualização instantânea, mostrando os dados de potência, tensão, e as variáveis ambientais, além de permitir que os dados fossem descarregados e exportados para uma planilha.

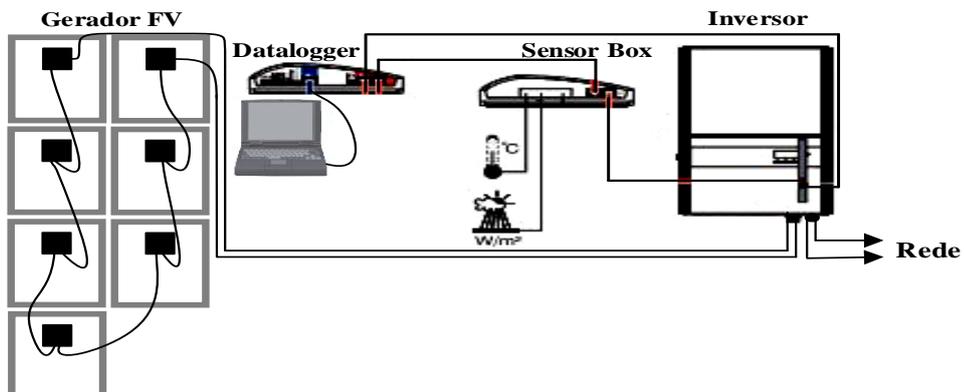
O sensor de irradiância era do tipo monocristalino (Si – Sensor), modelo “Spektron 210”, e apresentava as seguintes características: faixa de medição (0 – 1.500 W/m²), erro associado às medições de $\pm 5\%$ (média anual), com uma relação de 75 mV correspondente 1.000 W/m². O sensor temperatura de costa do módulo era do tipo PT1000 possuía uma faixa de medição entre -20°C a + 150 °C, com erro de $\pm 0,8$ °C por dia. Nas Figuras 3.6 (a) e (b) pode-se observar os dois sensores utilizados.

Figura 3.6 – Sensores: (a) Irradiância e (b) Temperatura.



Um diagrama multifilar é mostrado na Figura 3.7, no qual se observa o inversor IG 30 que faz a interface com a rede de energia elétrica, e o *sensor box*, que recebe os sinais dos sensores de parâmetros ambientais. Também é verificado o *datalogger*, que armazena os dados e faz a interface com o computador, e, por fim, os módulos FV.

Figura 3.7 – Diagrama multifilar do SFCR 02.



3.3 SFCR 03

O SFCR 03 é composto por dois inversores de mesma potência e modelo (Sunny Boy 1200, do fabricante SMA), com tensão nominal de entrada de 120 V em c.c. e tensão nominal de saída de 240 V em c.a., frequência de 60 Hz, potência nominal de saída de 1.200 W e eficiência de 92%. As informações técnicas destes inversores, mostradas na Tabela 3.4, foram retiradas do manual do fabricante.

Tabela 3.4 – Especificações técnicas do inversor Sunny Boy 1200.

Características do inversor Sunny Boy 1200	
Potência máxima c.c. (W)	1.320
Máxima tensão c.c. (V)	400
Faixa de operação do SPMP (V)	100 V – 320 V
Corrente máxima c.c. (A)	12,6
Potência máxima c.a. (W)	1.200
Tensão de operação c.a. (V)	180 V – 265 V
Corrente máxima c.a. (A)	6,1
Frequência (Hz)	50, 60; $\pm 4,5$
Máxima eficiência (%)	92

Fonte - Adaptado de Manual Técnico do Fabricante.

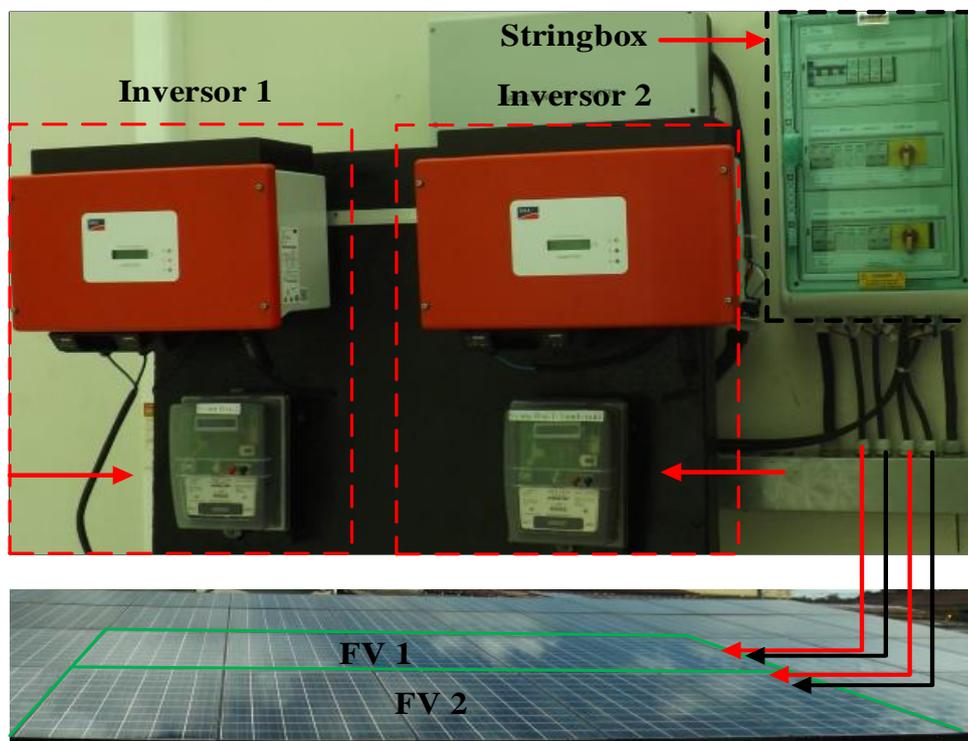
Os dez módulos fotovoltaicos que compõem o SFCR 03 são do fabricante Kyocera, cujo modelo é KD250GH-4FB2, já descrito no item 3.1 (SISTEMA 01). Tais módulos fazem parte de um gerador fotovoltaico de 14 kWp, montado na área de testes do GEDAE em 2016. Para possibilitar a operação com os dois inversores, os dez módulos foram subdivididos em duas *strings* de cinco, totalizando 1,25 kWp cada uma.

Com a operação iniciada em maio de 2017, a princípio a produção diária do SFCR 03 era contabilizada através de leituras diretamente nos displays dos inversores e de dois medidores eletrônicos de energia de modelo SMT 1510, do fabricante MECAF/Diebold Procomp. Após os primeiros dias de monitoração confirmou-se que os inversores registravam valores muito próximos aos dos medidores, optando-se assim pelo registro somente dos valores que os inversores informavam ao final do dia.

A conexão entre os módulos fotovoltaicos, os inversores e a rede elétrica era realizada por meio de um conjunto de dispositivos de proteção, que atuavam tanto do lado c.c. quanto do lado c.a., denominado *stringbox*. A Figura 3.8 resume o exposto, mostrando o *stringbox* fixado na parede interna do GEDAE, os dois inversores indicados como inversor 1 e inversor

2 e uma seta indicando a posição dos medidores. Vale ressaltar que os inversores foram montados em uma base móvel, pois, caso houvesse a necessidade de levá-los para outro ponto de conexão, não seria preciso desmontá-los.

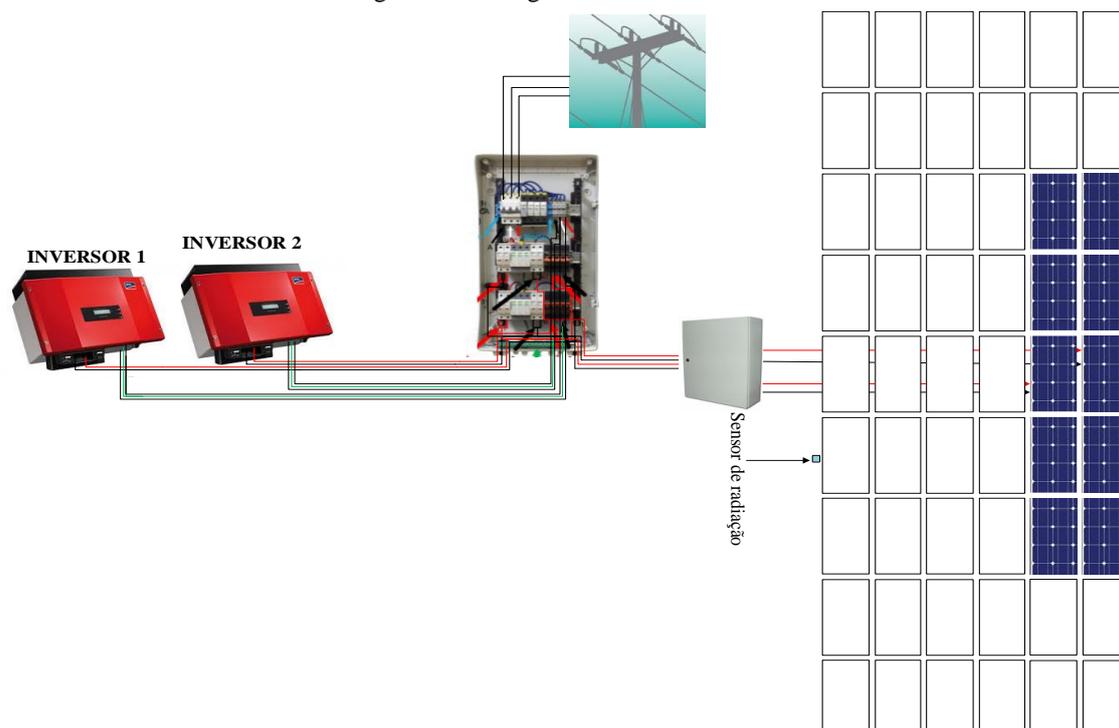
Figura 3.8 – Equipamentos que compõe o SFCR 03.



Na parte inferior da Figura 3.8 é possível observar, também, a subdivisão das *strings*; FV 1 representa os módulos conectados em série ao inversor 1 e FV 2 representa os módulos fotovoltaicos conectados ao inversor 2. Além dos equipamentos mostrados na Figura 3.8, existem também dois sensores que medem a temperatura de costa de módulo (iguais ao mostrado na Figura 3.6 (b)) e um sensor de irradiância fixado na estrutura dos GFVs.

Na Figura 3.9 mostra-se um diagrama multifilar da conexão do SFCR 03, onde se destaca que os retângulos em branco representam o restante do sistema de 14 kWp instalado inicialmente, o sensor de irradiância fixado em um dos módulos na parte superior, e a caixa de conexão cc que fica localizada embaixo da estrutura metálica. Os módulos destacados em azul representam os dois subsistemas em estudo, que são conectados aos inversores 1 e 2.

Figura 3.9 – Diagrama multifilar do SFCR 03.



3.4 SFCR 04

O SFCR 04 possui um gerador fotovoltaico de 3,18 kWp em operação desde o ano de 2015. É constituído por 12 módulos FV de silício policristalino e potência nominal de 265 Wp, modelo JAP6- 60-265/3BB do fabricante JASolar. A Tabela 3.5 mostra os principais parâmetros dos módulos FV que constituem o GFV em questão.

Tabela 3.5 - Especificações técnicas do módulo FV JAP6-60-265/3BB.

Módulo	V_{OC} (V)	V_{mp} (V)	I_{SC} (A)	I_{mp} (A)	P (W)	η (%)
JA P6-60-265/3BB	38,14	30,96	9,1	8,56	265	16,21

Cada módulo está conectado a um conversor c.c.- c.c. modelo P350, do fabricante SolarEdge, que suporta módulos FV de até 350 Wp e possui uma eficiência máxima de 99,5%, de acordo com o fabricante. Na Figura 3.10 é mostrada uma imagem do conversor P350 e, na Tabela 3.6, são apresentados os principais parâmetros elétricos desse conversor.

Figura 3.10 – Conversor c.c- c.c. SolarEdge P350.



Fonte - Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Tabela 3.6 – Parâmetros elétricos do conversor SolarEdge P350.

Características do Conversor c.c.– c.c P350	
Potência máxima de entrada	350 W
Máxima tensão de entrada	60 V
Corrente máxima de entrada	10 A
Faixa de operação do SPMP	8 V – 60 V
Tensão máxima de saída	60 V
Corrente máxima de saída	15 A

O inversor utilizado no sistema foi o SE2200, também do fabricante SolarEdge, com tensão nominal de entrada de 350 V e tensão nominal de saída de 220/230 V, frequência de 50/60 \pm 5 Hz, potência nominal de saída de 2,2 kW e eficiência nominal de 97,6%. A Tabela 3.7 mostra os principais parâmetros do inversor.

Tabela 3.7 – Parametros elétricos do inversor SE2200.

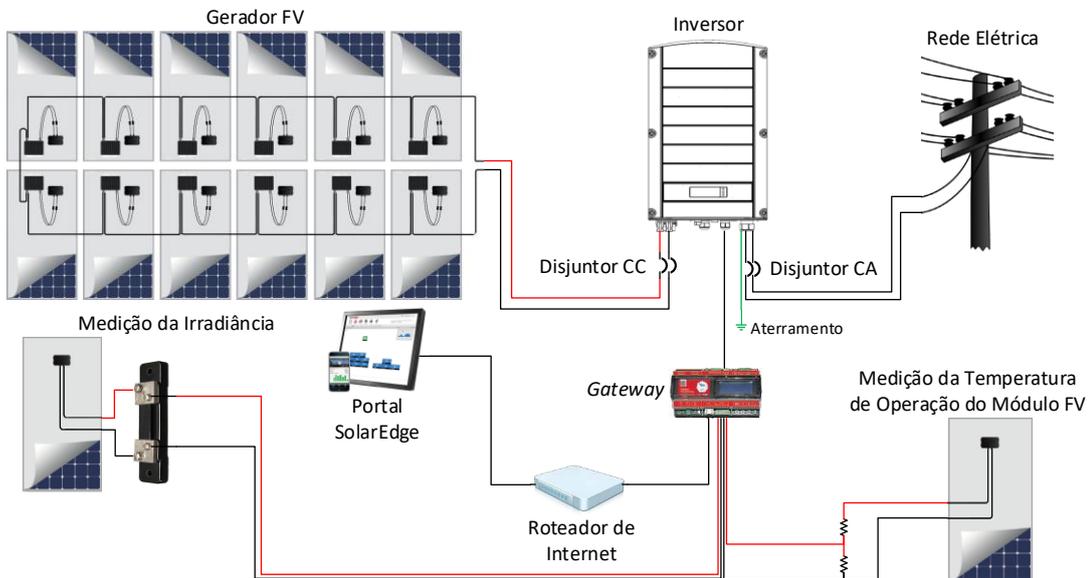
Características do Inversor SE2200	
Potência máxima c.c.	2.750 W
Máxima tensão c.c.	500 V
Corrente máxima c.c.	11,5 A
Potência máxima c.a.	2.200 W
Tensão de operação c.a.	185V – 264,5 V
Corrente máxima c.a.	12 A
Frequência	50/60 \pm 5Hz
Máxima eficiência	97,6%

Na Figura 3.11 observa-se o GFV na área de testes do GEDAE. Dos módulos delimitados com o retângulo na cor vermelha, dois são utilizados para medição de temperatura e irradiância e, o terceiro, não está conectado ao SFCR. Ainda na Figura 3.11 também é possível observar o inversor, que fica abrigado embaixo da estrutura do gerador. Os conversores são fixados embaixo dos módulos, com cerca de 5 cm de distância entre a moldura dos módulos e os conversores. A Figura 3.12 mostra o diagrama multifilar do SFCR 04.

Figura 3.11 – Visão geral do SFCR 04.



Figura 3.12 – Diagrama multifilar do SFCR 04.



Fonte – Adaptado de Teles (2017)

CAPÍTULO 4

RESULTADOS OPERACIONAIS DE SFCRS EM DIFERENTES SITUAÇÕES DE SOMBREAMENTO

Neste capítulo são apresentados os resultados operacionais de diferentes SFCRs instalados na área de testes do laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFGPA). Os resultados obtidos são oriundos de diversos tipos de sombreamentos existentes ou simulados nos GFVs que constituem os sistemas avaliados, sendo a maioria das análises restritas a avaliação operacional diária do comportamento desses sistemas.

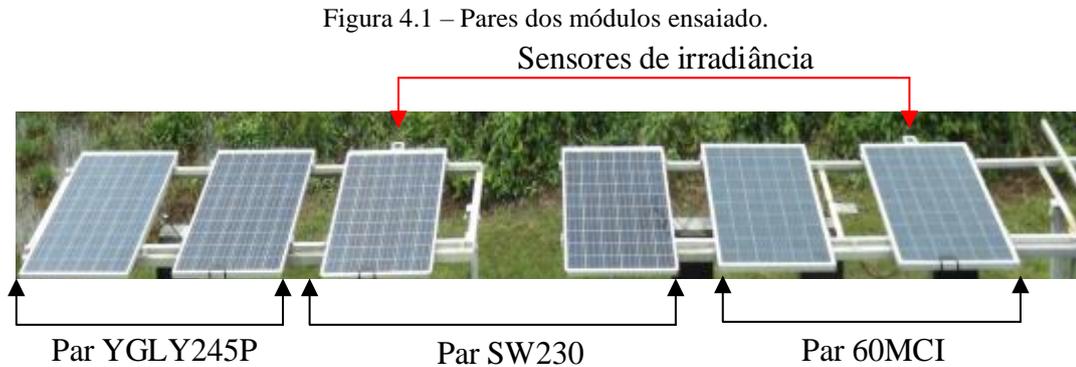
4.1 SISTEMA 01

Como detalhado no Capítulo 3, esse sistema constitui um experimento que se propõe a avaliar 8 módulos FV, de quatro fabricantes e modelos, frente a diferentes situações de sombreamento. Esses resultados ajudarão no entendimento das análises subsequentes e possibilitarão identificar as diferenças no impacto do sombreamento quando um módulo FV estiver operando isoladamente e quando este faz parte de um GFV com vários módulos interconectados eletricamente em série.

4.1.1 Avaliação de Módulos FV

A análise a ser realizada no SISTEMA 01 corresponde a simulações de sombreamento em 8 módulos fotovoltaicos, de 4 diferentes potências e fabricantes. Eles são formados por dois pares de cada modelo, onde um foi submetido à condição de sombreamento e o outro operou normalmente. Seis desses módulos possuem três diodos de desvio onde a configuração é igual à mostrada na Figura 1.19 no Capítulo 1 deste trabalho. Cada diodo desvia a corrente de um número fixo de 20 células, constituindo um bloco, ou seja, nos módulos com 60 células existem 3 blocos. Já o modelo 60MCI tem uma configuração elétrica dos diodos de desvio diferente, possuindo 9 diodos distribuídos de forma a desviar a corrente de um número menor

de células ao longo do módulo FV. Na Figura 4.1 pode-se observar algumas das amostras ensaiadas, onde estão presentes os 3 primeiros pares de módulos, e, na parte superior os sensores de irradiância. Os módulos KD250GH – 4FB2 foram ensaiados posteriormente, por isso não estão presentes na Figura 4.1.



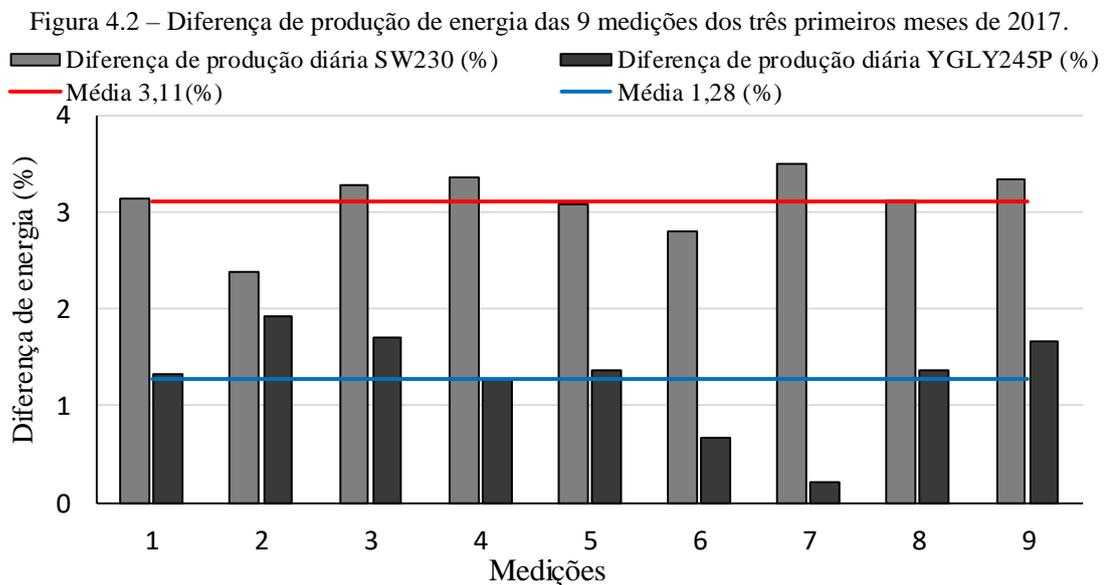
Inicialmente os pares dos módulos FV de um mesmo fabricante foram comparados entre si, com o objetivo de identificar uma possível diferença significativa entre os módulos de um mesmo modelo. Primeiramente, compararam-se os pares dos modelos YGLY245P e SW230 em termos de suas produções de energia elétrica na condição de operação normal, ou seja, os dois sem sombreamento. Já os módulos 60MCI e KD250GH - 4FB2 foram comparados posteriormente. Entretanto, com um número inferior de dias em relação aos módulos YGLY245P e SW230. A Tabela 4.1 apresenta os resultados experimentais obtidos nesta primeira análise, para estes dois modelos, onde se pode notar que os módulos FV de um mesmo modelo apresentam produções próximas, porém com diferenças percentuais desprezíveis. Essas diferenças podem ser associadas tanto a dispersão de parâmetros dos módulos FV quanto a erros no processo de medição das variáveis, dentre outros fatores.

Tabela 4.1 – Produção de energia das 9 medições dos três primeiros meses de 2017.

Modelo e Energia	SW230 -1 (kWh)	SW230 -2 (kWh)	YGLY245P -1 (kWh)	YGLY245P -2 (kWh)	Irradiação (kWh/m ²)
Fevereiro					
Dia 7/2	1,0649	1,0315	1,1359	1,1208	4,44
Dia 9/2	0,6109	0,5964	0,6589	0,6463	2,85
Dia 14/2	1,1389	1,1016	1,2096	1,1890	4,74
Março					
Dia 6/3	1,323	1,278	1,403	1,385	5,64
Dia 11/3	0,975	0,944	1,045	1,031	4,13
Dia 17/3	0,964	0,937	1,029	1,036	4,08
Abril					

Dia 10/4	0,643	0,620	0,699	0,698	2,73
Daí 12/4	0,820	0,795	0,877	0,865	3,4
Dia 16/4	0,983	0,950	1,044	1,027	4,22

O dia 10 de abril apresentou o mais baixo nível de irradiação, tendo uma diferença de energia entre os módulos FV de 3,5 % e 0,21 % para os modelos SW230 e YGLY245P, respectivamente. A diferença média percentual entre os valores de energia diários é de 3,11 e 1,28 %, para esses dois modelos, SW230 e YGLY245P, respectivamente. A Figura 4.2 mostra a diferença da produção de energia diária dos 4 módulos FV, bem como os valores médios encontrados.



A Tabela 4.2 mostra a produção de energia dos módulos 60MCI e KD250GH-4FB2, notando-se que os dois primeiros módulos tiveram produção próximas, com 60MCI – 1 (1,1278 kWh) e 60MCI - 2 (1,1648 kWh) com uma diferença de energia de 3,17 %. Para duas últimas medições essa diferença foi de 2,13% e 2,23%.

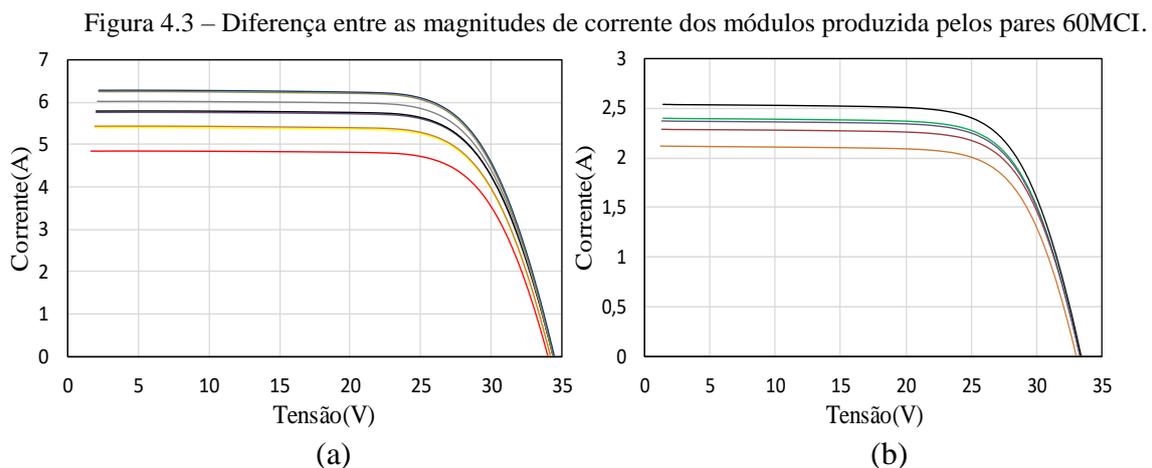
Tabela 4.2 – Produção de energia de 3 medições dos módulos 60MCI e KD250GH-4FB2.

Maio	60MCI -1 (kWh)	60MCI -2 (kWh)	KD250GH-4FB2 -1 (kWh)	KD250GH-4FB2 -2 (kWh)	Irradiação (kWh/m ²)
01/5	1,1278	1,1648	1,3123	1,2923	5,99
15/5	0,9713	0,9924	1,150	1,1313	5,06
29/5	1,036	1,059	1,2356	1,2146	5,57

O módulo KD250GH-4FB2 do fabricante Kyocera, teve as seguintes diferenças entre os módulos medidos: 1,53 % (01/05), 1,62 % (15/05) e 1,7 % (29/05). É importante salientar que módulos FV iguais, como os mostrados acima, mesmo em condições semelhantes de operação sempre apresentarão produção diferentes independente da tecnologia. Por exemplo, o fato dos módulos de modelo 60MCI terem apresentado uma diferença de 3,17% no dia 01/05 não se restringe somente a diferença entre eles, uma vez que ela pode estar associada a influência de uma série de fatores. De qualquer forma, a energia produzida pelos pares de módulos apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2, com diferença diárias da ordem de 3 % são aceitáveis para o desenvolvimento das análises propostas nesta etapa.

4.1.2 Sombreamento Sobre os Módulos FV

Durante a realização deste trabalho, umas das placas eletrônicas apresentou problema no levantamento da curva I-V dos módulos FV. Isso foi constatado ao comparar duas curvas de dois módulos de mesmo modelo, verificando-se que a corrente apresentava valores muito diferentes. As Figuras 4.3 (a) e (b) exemplificam esse problema, mostrando duas famílias de curvas I-V do par do módulo 60MCI. Na Figura 4.3 (a), mostra-se valores de corrente máxima na faixa de 5 a 6 A, constatando com valores medidos nas mesmas condições, e no mesmo instante, da ordem de 2 a 2,5 A.



Esse problema impossibilitou o monitoramento de 6 módulos ao mesmo tempo, uma vez que somente 5 placas eletrônicas estavam em perfeito estado de funcionamento. Como a metodologia prevê verificar um operando sob condição de sombreamento e outro módulo em

condições normais, com 5 placas eletrônicas, isso não foi possível, ao mesmo tempo. Dessa forma, realizou-se a simulação do sombreamento com cabos elétricos em um primeiro momento para os módulos SW230 e YGLY245P e, em segundo momento, o sombreamento com um anteparo de papelão correspondente as porcentagens da área de uma célula dos módulos 60MCI e KD250GH - 4FB2.

O sombreamento com os cabos elétricos foi realizado como mostra a Figura 4.4, onde é possível observar a presença do módulo 60MCI, mas como já comentado, os valores que a placa eletrônica media não eram confiáveis, por isso os dados foram desconsiderados. Para montagem do experimento foram utilizados cabos elétricos multiplexados esticados de forma que a sombra projetada por eles pudesse atingir de forma vertical as fileiras dos módulos, tal como mostra a Figura 4.4.

Figura 4.4 – Sombreamento realizado com cabo elétrico na vertical dos módulos FV.



Na vertical, teve-se que usar um cabo para cada módulo que se desejava sombrear, de forma centralizada para atingir um maior intervalo de tempo possível, entre às 10:00 h até 14:00 h. Além disso, os cabos só eram suspensos e esticados nesses horários para que não sombreasse os outros módulos adjacentes. O sombreamento na horizontal foi realizado com um cabo somente, passando sobre os 3 módulos que se desejava sombrear, ao mesmo tempo. A Figura 4.5 mostra esse sombreamento realizado.

Figura 4.5 – Sombreamento realizado com cabo elétrico na horizontal dos módulos FV.



O sombreamento realizado com anteparo de papelão foi feito nos módulos 60MCI e KD250GH - 4FB2 nas seguintes porcentagens 20,40, 60, 80 e 100% da área de uma célula corresponde ao módulo que estava sendo sombreado. A Figura 4.6 mostra as porcentagens de 20% da área da célula do módulo 60MCI (Figura 4.6 (a)) e 80 % da área da célula para o módulo KD250GH - 4FB2 (ver Figura 4.6 (b)).

Figura 4.6 – Sombreamento realizado com papelão: (a) 20 % da área da célula do módulo 60MCI (b) 80 % da área da célula do módulo KD250GH – 4FB2



20% equivalente da área da célula

(a)



80 % equivalente da área da célula

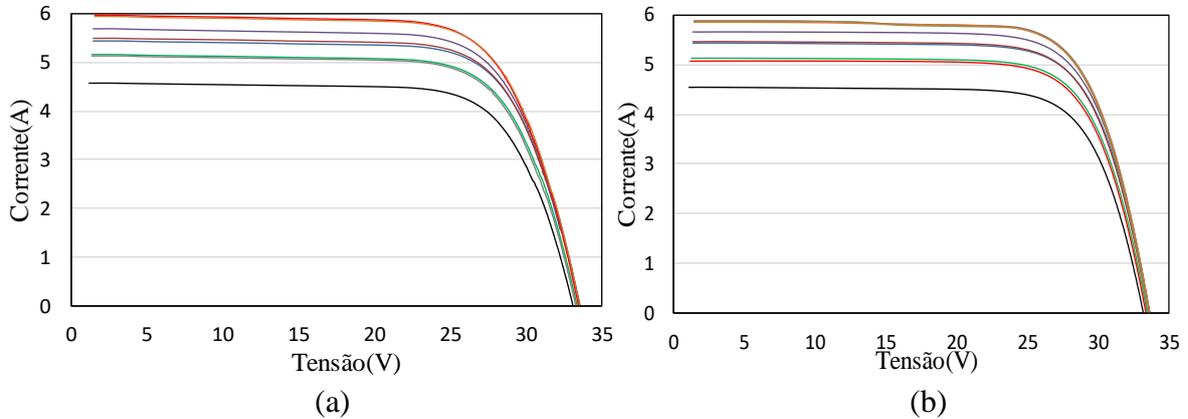
(b)

4.1.3 Resultados dos Sombreamentos Realizados

O primeiro experimento foi realizado com os cabos elétricos sombreando os módulos na vertical afetando uma fileira inteira. Nesse tipo de situação, constatou-se que a sombra afetava a curva I-V dos módulos a partir de um determinado valor de irradiância. As Figuras 4.7 (a) e 4.7 (b) mostram duas famílias de curvas do módulo SW230. A Figura 4.7 (a) corresponde ao módulo FV não sombreado e, a Figura 4.7 (b), ao módulo sombreado. Elas correspondem a irradiâncias na faixa de 500 a 580 W/m², onde nota-se que praticamente não há deformação na curva do módulo FV submetido a sombreamento, até próximo da curva

correspondente aos 580 W/m^2 . Isso quer dizer que valores inferiores a 580 W/m^2 não afetam significativamente a produção de energia desse módulo FV.

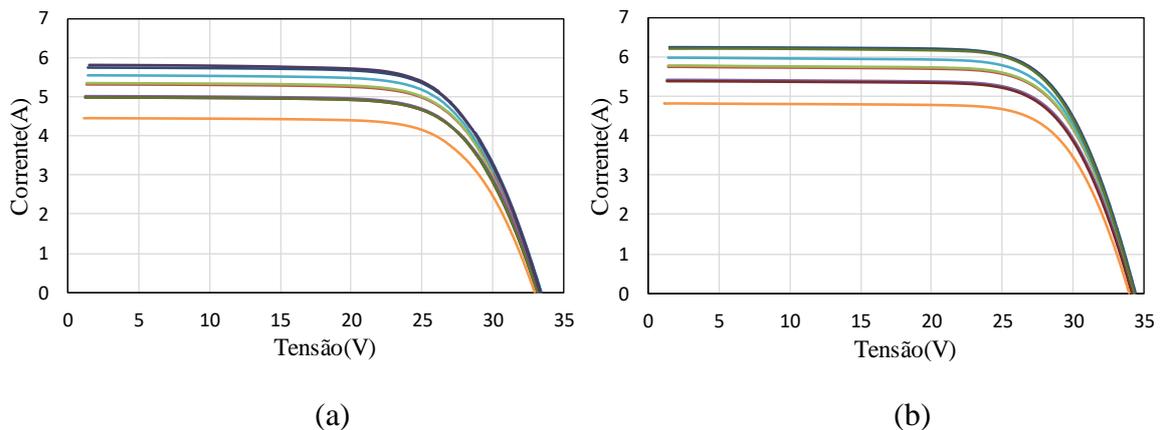
Figura 4.7 – Família de curvas I-V do par de módulo SW230 para faixa de irradiância de 500 a 580 W/m^2 : (a) módulo não sombreado e (b) módulo sombreado.



De fato, em situações como mostrado na Figura 1.16, Capítulo 1 desse trabalho, onde foi mostrado que o sombreamento por um poste a certa distância provocará o surgimento da sombra e da penumbra, como no caso do sombreamento do cabo elétrico, valores de irradiância inferiores a 600 W/m^2 produzem mais penumbra do que a sombra efetiva.

Para os módulos YGLY245P, verificou-se a mesma faixa de irradiância observada no módulo SW230 a qual também não afeta significativamente a sua produção de energia. A Figura 4.8 (a) e 4.8 (b) são famílias de curvas I-V do par de módulos YGLY245P.

Figura 4.8 – Família de curvas I-V do par de módulo YGLY245P para faixa de irradiâncias entre 500 a 580 W/m^2 : (a) módulo não sombreado e (b) módulo sombreado.



Para valores de irradiância a partir de 600 W/m^2 , os módulos SW230, bem como os módulos YGLY245P, são afetados significativamente pela sombra efetiva do cabo elétrico. A Figura 4.9 mostra a sombra efetiva do cabo elétrico sobre a superfície do módulo SW230.

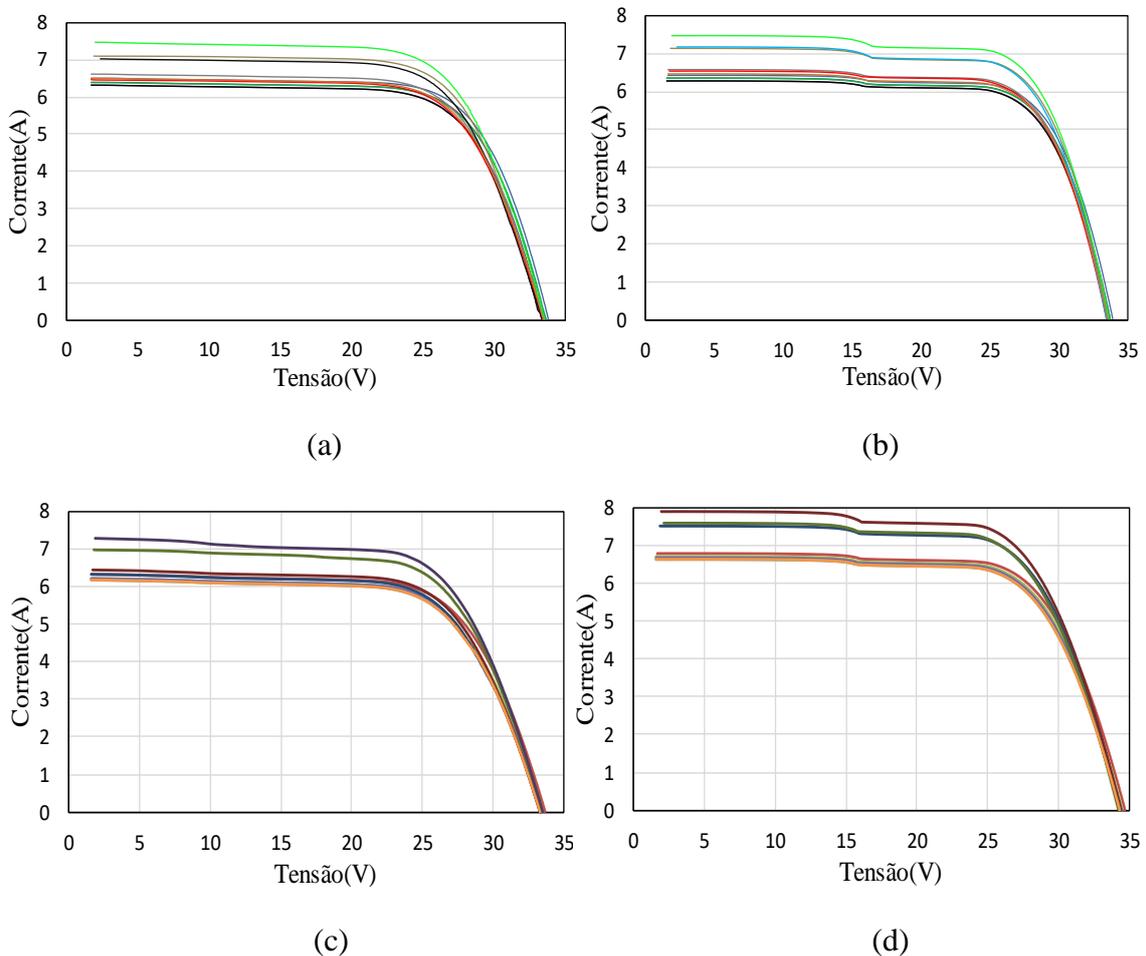
Figura 4.9 – Sombra efetiva do cabo elétrico sobre o módulo SW230.

Projeção da sombra do cabo elétrico

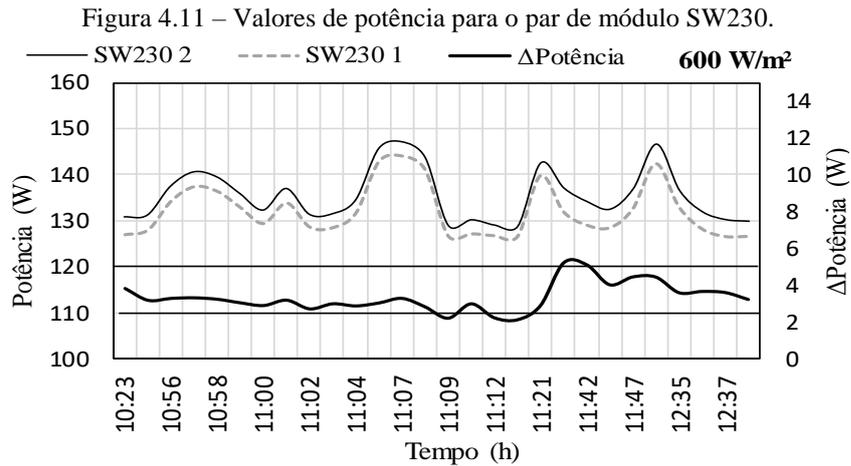


As Figuras 4.10 (a), 4.10 (b), 4.10 (c) e 4.10 (d) mostram as curvas I-V dos módulos sombreados onde (a) e (c) são curvas dos módulos FV não sombreados SW230 e YGLY245P, respectivamente. As curvas das Figuras 4.10 (b) e 4.10 (d) são dos módulos FV sombreados SW230 e YGLY245P, respectivamente.

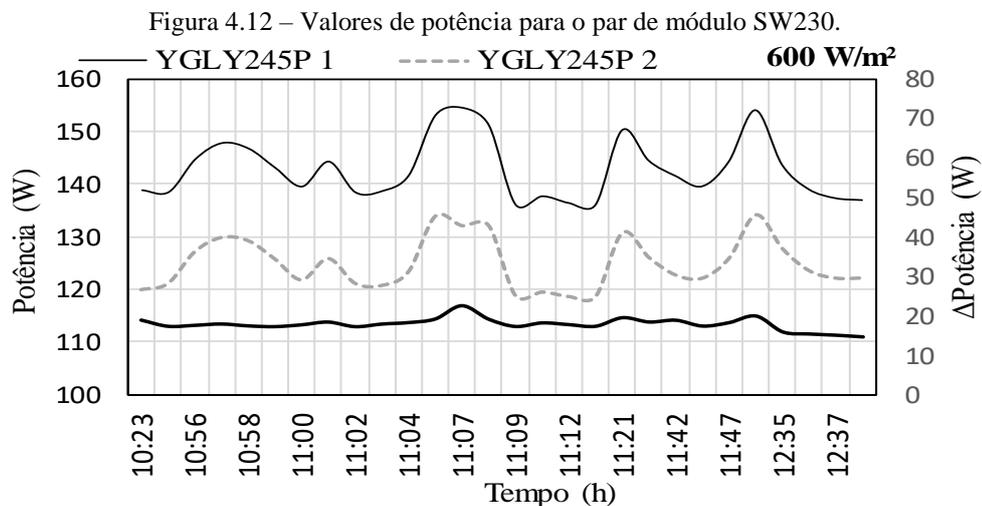
Figura 4.10 – Família de curvas I-V do par de módulo FV SW230 e YGLY245P: (a) módulo SW230 não sombreado, (b) módulo SW230 sombreado, (c) módulo YGLY245P não sombreado e (d) módulo YGLY245P sombreado.



O sombreamento na vertical do módulo SW230, filtrado para uma irradiância de 600 W/m^2 , tem seus valores mostrados na Figura 4.11, onde a linha contínua do gráfico corresponde aos valores de potência do módulo SW230 não sombreado, a linha tracejada em cinza corresponde aos valores de potência do módulo SW230 sombreado e a linha na cor preta, um pouco mais grossa, aos valores da diferença de potência entre os mesmos, que foi da ordem de 2 a 5 W.



Já para o módulo YGLY245P a potência do módulo sombreado e não sombreado são mostrados na Figura 4.12 onde a linha contínua do gráfico são os valores de potência do módulo YGLY245P não sombreado, a linha tracejada em cinza são os valores de potência do módulo YGLY245P sombreado e a linha na cor preta um pouco mais grossa os valores da diferença de potência entre os mesmos, que nesse caso foi da ordem de 10 a 20 W, bem acima dos valores encontrados para os módulos FV SW230.



Para o sombreamento na horizontal dos módulos SW230 e YGLY245 são mostrados nas Figuras 4.13 e 4.14, respectivamente. Nos dois casos ocorreram perdas relativamente próximas as observadas no sombreamento realizado na vertical. Para o módulo SW230, as perdas de potência em função do módulo FV não sombreado ficou próximo dos 6 W.

Figura 4.13 – Valores de potência para o par de módulo SW230 com sombreamento na vertical.

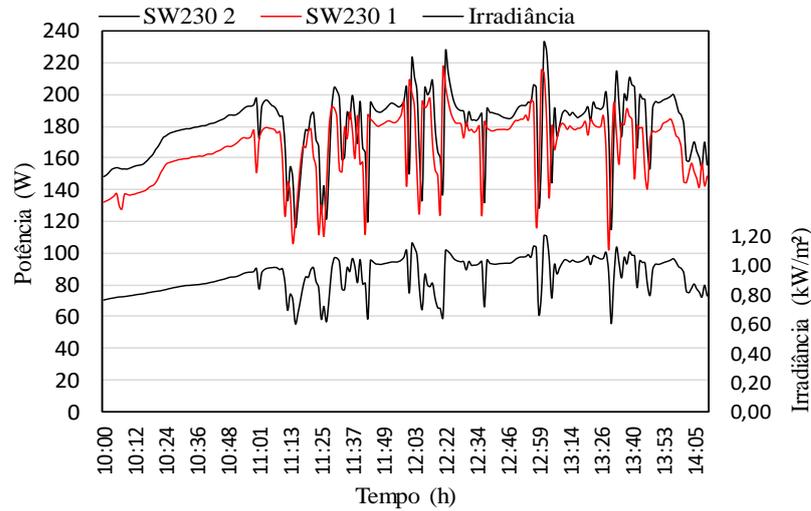
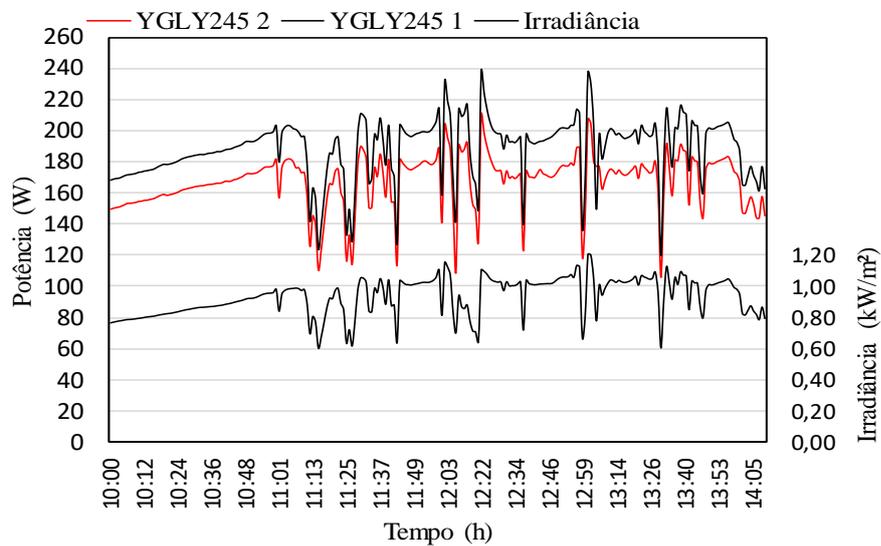


Figura 4.14 – Valores de potência para o par de módulo YGLY245 com sombreamento na vertical.



Para o par YGLY245, os valores também se mantiveram próximos aos valores observados na vertical para o mesmo modelo, que foi da ordem de 20W. Entretanto, as perdas de potência observadas nos módulos YGLY245 foram relativamente elevadas se comparadas com as perdas experimentadas pelo módulo SW230.

A segunda análise de sombreamento realizados no sistema 01 refere-se a sombreamento de 20, 40, 60, 80 e 100% da área de uma célula dos módulos em testes, tanto na vertical como na horizontal.

Os módulos FVs utilizados nesse experimento foram KD250GH – 4FB2 e o 60MCI. A Tabela 4.3 mostra os valores percentuais de energia diária produzida pelos módulos FVs sombreados com 20% da área de uma célula, onde o anteparo de papelão foi colocado em uma das células na horizontal do módulo, em função do módulo FV não sombreado.

Tabela 4.3 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 20 % da área de uma célula na horizontal.

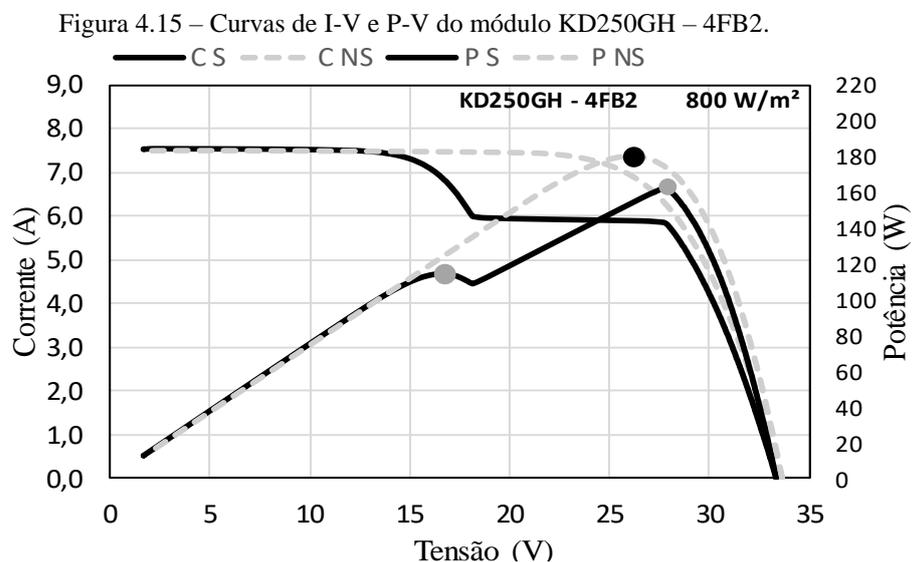
Módulo	20% horizontal	
	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	4,86	88,30
	5,51	89,13
	6,31	88,77
60MCI	1,47	91,08
	3,15	91,67
	5,42	93,26
	4,16	92,83

O módulo KD250GH – 4FB2 sombreado conseguiu produzir aproximadamente 88 % da energia produzida pelo módulo não sombreado, com um desempenho melhor na segunda medição de 89,13 %, enquanto que no modelo 60MCI esses valores foram sempre superiores a 91 % em relação ao mesmo modelo não sombreado, com melhor desempenho na terceira medição que foi de 93,26%. Para a mesma porcentagem de sombreamento, mas dessa vez na vertical, os valores são apresentados na Tabela 4.4. Pode-se notar que, a princípio, o sombreamento na vertical causou redução próximas ao realizados na horizontal, com média de produção diária de 88 % da energia do módulo não sombreado para o modelo KD250GH – 4FB2, e média de 93,91 % para o modelo 60MCI.

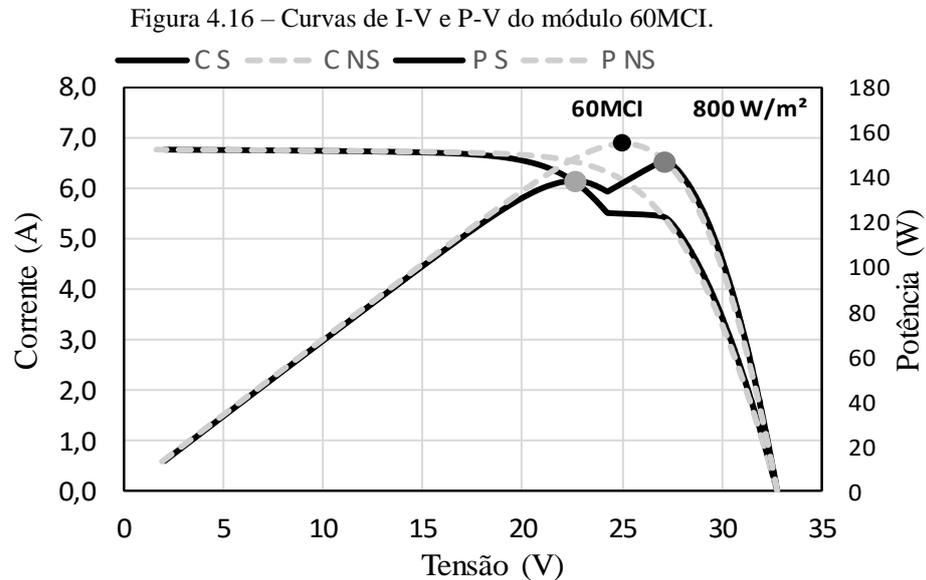
Tabela 4.4 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 20 % da área de uma célula na vertical.

Módulo	20% vertical	
	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	6,39	88,69
	4,99	88,15
	5,70	87,49
60MCI	5,22	95,10
	3,29	93,63
	2,47	92,96
	3,91	93,85
	4,96	94,02

A Figura 4.15 mostra a curva de corrente e potência em função da tensão do módulo FV KD250GH – 4FB2, para 20 % na horizontal, onde C_S é a curva I-V do módulo sombreado, C_{NS} é a curva I-V do módulo não sombreado, P_S é a curva P-V do módulo sombreado e P_{NS} é a curva P-V do módulo não sombreado. Pode-se observar a deformação da curva I-V gerando dois pontos de máximos nas curvas. O círculo na cor preta indicado na curva P-V do módulo não sombreado é o ponto de máxima potência, com valor de 180 W, e os círculos na cor cinza são, o mais a direita, de máximo global, ou absoluto, com valor de 161 W, e o mais a esquerda, de máximo local, com valor de 115 W. Considerando a relação P_S/P_{NS} para essa condição mostrada na Figura 4.15, para o máximo absoluto tem-se uma potência instantânea produzida pelo módulo FV sombreado de 89 %. Considerando o ponto de máximo local, esse valor é ainda menor 63,8 %.



As curvas I-V e P-V do módulo 60MCI são mostradas na Figura 4.16, onde o ponto de máxima potência do módulo não sombreado é de 154 W, e os pontos de máximo global (mais a direita da curva) e máximo local são de 147 W e 138 W, com uma relação de P_S/P_{NS} é de 95% e 89,6 %, respectivamente.



Os valores do sombreamento na horizontal e na vertical para 40 % da área de célula são mostrados na Tabela 4.5. Para 40 % da área de célula sombreada do módulo KD250GH – 4FB2 a energia gerada em função do não sombreado foi entre 71 % e de 73%, e, na vertical, foi da ordem de 67%, chegando ao valor de 68,43 %.

O módulo 60MCI teve seu sombreamento comprometido na horizontal, pois o anteparo se despreendeu nas duas últimas medições, tendo uma medição apenas de 88,77%, como se pode observar na Tabela 4.5. No sombreamento na vertical a produção de energia conseguida pelo módulo sombreado em função do não sombreado foi de 84 % a 85%.

Tabela 4.5– Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 40 % da área de uma célula na horizontal e na vertical.

Módulo	40% horizontal	
	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	5,00	71,44
	5,52	72,97
	5,78	72,98
60MCI	1,47	88,77
Módulo	40% vertical	
	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	6,54	67,34
	5,85	67,37
	5,84	68,43
60MCI	6,54	84,91
	5,84	85,07
	5,09	84,44

A Tabela 4.6 mostra os valores percentuais de energia diária produzida pelos módulos FVs em função do módulo não sombreado, correspondendo a 60% de sombreamento da área de célula, tanto na vertical quanto na horizontal. O módulo KD250GH – 4FB2 sombreado conseguiu produzir cerca de aproximadamente 63% da energia produzida pelo módulo não sombreado, enquanto que, no modelo 60MCI, esses valores foram entre de 84 % e 90 % em relação ao mesmo modelo não sombreado. Para a mesma porcentagem de sombreamento, mas dessa vez na vertical, o módulo FV KD250GH – 4FB2 teve praticamente o mesmo desempenho, com valores da ordem de 63%, podendo-se notar que para esse modelo, o sombreamento de uma célula, tanto na vertical como na horizontal, é indiferente. O módulo 60MCI teve um desempenho um pouco melhor na vertical, com cerca de 84% da energia produzida em função do módulo não sombreado.

Tabela 4.6 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 60 % da área de uma célula na horizontal e na vertical

Módulo	60 % horizontal	
	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	6,71	63,31
	5,84	63,30
	4,71	63,64
60MCI	6,06	86,64
	4,91	84,35
	5,09	88,56
	60 % vertical	
KD250GH-4FB2	5,98	63,43
	6,11	63,49
	6,05	63,53
60MCI	5,98	84,17
	6,11	84,00
	6,05	84,79

Os valores de energia produzida pelos módulos sob condição de sombreamento de 80 % e 100 %, tanto na vertical como na horizontal, são mostrados nas Tabelas 4.7 e 4.8. Pode-se notar que, na horizontal, os valores de energia produzida ficaram na faixa de 63%.

Tabela 4.7 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 80 % da área de uma célula na horizontal e na vertical

Módulo	80 % horizontal	
	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	6,06	63,42
	4,91	63,71
	5,09	63,61
60MCI	6,71	85,48
	5,84	85,86
	4,71	87,11
80 % vertical		
KD250GH-4FB2	5,71	65,66
	6,09	63,66
	5,27	63,64
60MCI	5,27	84,40
	6,09	84,10
	3,36	86,55

Tabela 4.8 – Valores da energia solar e valores percentuais da energia elétrica diária dos módulos sombreados em função do módulo não sombreado com sombreamento de 100 % da área de uma célula na horizontal e na vertical.

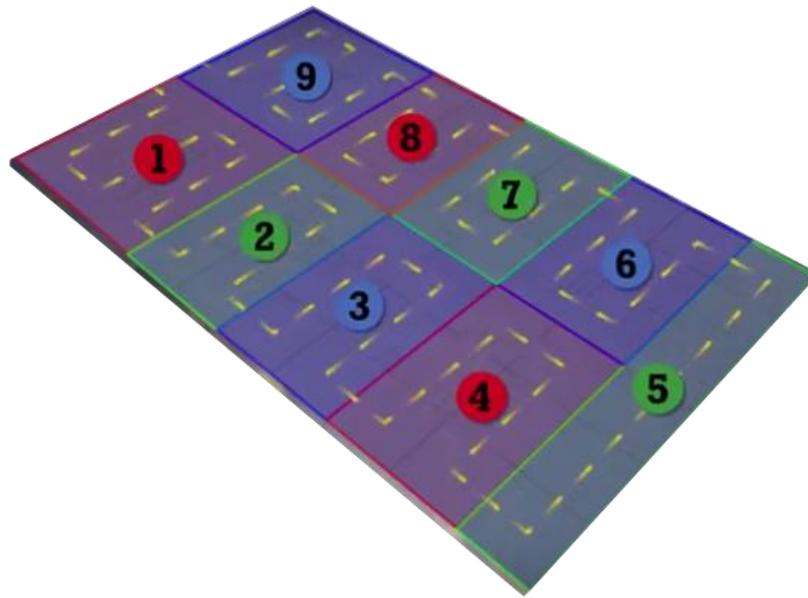
100 % horizontal		
Módulo	Energia (kWh/m ²)	Relação (%)
KD250GH-4FB2	3,36	63,98
	4,91	63,71
	5,09	63,61
60MCI	5,00	87,40
	5,52	86,15
100 % vertical		
KD250GH-4FB2	4,90	64,20
	5,46	73,81
60MCI	4,90	87,48
	3,36	86,55

Já o sombreamento na vertical, se manteve na mesma faixa, com exceção da última medição de 100% na vertical que foi de 73,81%. Para o módulo 60MCI, observa-se que na horizontal e na vertical, tanto para 100% quanto para 80 % ficou em uma faixa próxima, variando de 84 % a 88 % da energia produzida em relação ao módulo não sombreado.

Como pode-se notar, o módulo 60MCI sempre teve um melhor desempenho que o KD250GH – 4FB2. Isso se deve ao fato da própria construção do módulo FV, concebido para minimizar as perdas por sombreamento. Na Figura 4.17 mostra-se um esquema de como o módulo FV responde a possíveis sombreamentos. Ele é dividido em 9 regiões cada uma composta por um diodo de desvio inserido na superfície, próximo a moldura.

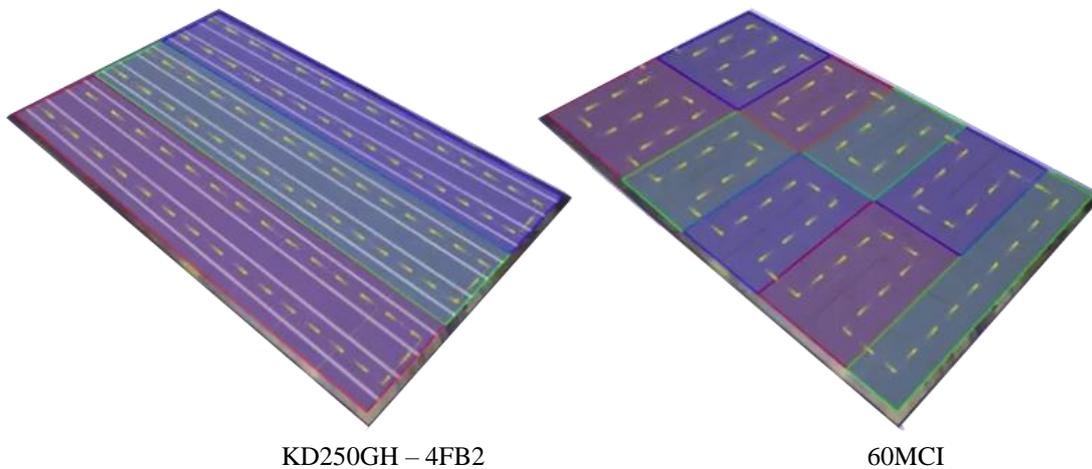
Se o sombreamento ocorrer nas regiões 2, 8, 3, 7, 4, 6 e 5, sendo suficiente para ativar o diodo de desvio, ele sempre vai desviar seis células, porém, caso o sombreamento ocorra nas regiões 1 e 9, os diodos irão desviar um número maior de células, nesse caso 9 em cada região. Essas duas regiões específicas ficam localizada na parte da superior do módulo, próximo da caixa de conexão.

Figura 4.17 – Esquema elétrico do módulo 60MCI.



Fazendo - se uma comparação com o esquema elétrico do módulo KD250GH – 4FB2, onde as regiões em lilás, verde e azul, como mostrado na Figura 4.18, são munidas por um diodo de desvio, qualquer sombreamento, como realizou-se, por exemplo, com sombreamento de 80 % na horizontal ou vertical, o diodo desviará 20 células, ou seja, 1/3 do módulo. O sombreamento é mais crítico se for realizado sombreando de uma fileira na horizontal, limitando o módulo FV a trabalhar com a corrente fornecida pelas células FV sombreadas. No caso do módulo 60MCI, para esse mesmo sombreamento, perde-se seis células ou seja 1/10 do módulo, caso o diodo de desvio entre em condução.

Figura 4.18 – Paralelo entre as conexões elétricas do módulo KD250GH – 4FB2 e do módulo 60MCI.



KD250GH – 4FB2

60MCI

4.2. SFCR 02

Como detalhado no Capítulo 3 esse sistema é constituído de um GFV, em princípio, foi montado com sete módulos FV de 240 W conectados todos em série, formando apenas uma string com 1680 Wp (watt-pico), interligado a rede por meio de um inversor 2,85 kW. Cada módulo é constituído de 60 células de silício monocristalino e fabricado pela ALEO SOLAR. A partir do 01/06/2015 foi adicionado ao gerador, um módulo de 245 W do fabricante YNGLI, com o objetivo de aumentar a potência do GFV.

4.2.1 Avaliação

Apresenta-se uma análise do desempenho real dos primeiros oito meses de operação do SFCR 02, instalado na área de testes do laboratório do GEDAE, sob condição de sombreamento causado por uma árvore nas suas proximidades e da própria edificação do prédio. São avaliadas as perdas de desempenho relacionadas ao sombreamento. Uma das avaliações é em relação ao desempenho global (PR) e a produtividade do sistema (Y_F), já que são ferramentas que expressam adequadamente o real desempenho de um SFCR.

Caracterizou-se a posição do GFV em relação ao prédio e à árvore, e os períodos e horários em que estes sombream os módulos, bem como a forma como a sombra é projetada sobre o GFV. Nessa análise, realizou-se uma modelagem em uma planta 3D através do *software* SketchUp, em que foram respeitadas todas as dimensões do prédio e a distância entre o gerador e a edificação. No caso da árvore, todas as dimensões foram estimadas. Por exemplo, a altura foi estimada tendo como referência uma estação meteorológica (com altura de 25 m) nas proximidades do laboratório.

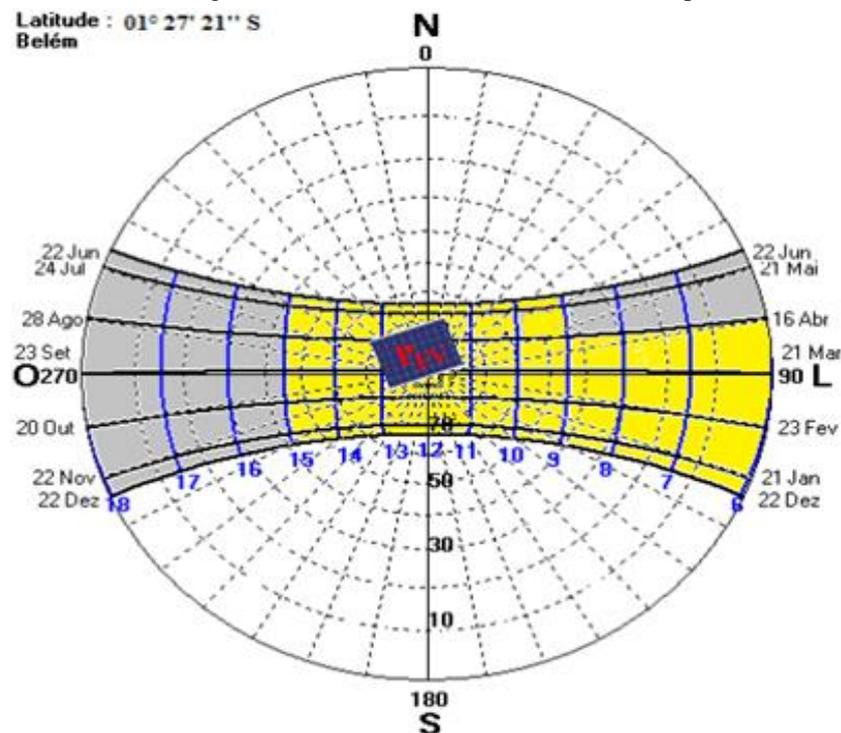
Como análise complementar, são realizadas sete simulações de sombreamento com um poste em diferentes períodos do dia. Durante essas simulações, foram realizadas as medições associadas à área da sombra, a radiação na zona de sombreamento, no plano do GFV e fora da zona de sombreamento, além da temperatura da célula e do número de blocos com diodos de desvio afetados pela sombra. Com base nessas informações, algumas avaliações comparativas são realizadas entre dados medidos e calculados através do modelo apresentado no Capítulo 2.

Por fim, como o sistema de aquisição não conta com todas as medições necessárias para uma avaliação mais detalhada, utilizaram-se alguns resultados oriundos da simulação do GFV no programa CREARRY para o desenvolvimento de algumas análises, onde os dados de entrada (temperatura e irradiância), usados para alimentar o programa, correspondem a dados reais.

4.2.2 Períodos de sombreamento sobre o GFV

O GFV está alinhado com o prédio a uma distância 5 m e com a árvore cerca de 30 m, a qual possui uma altura estimada de 25 metros. Através de verificações (visuais e análise dos dados do GFV), constatou-se que a árvore projeta sua sombra a partir do final do mês de abril, sendo mais crítico nos meses de maio, junho, julho e agosto. Na Figura 4.19 observa-se, através de uma carta solar, os meses em que foi observado o sombreamento causado pela árvore.

Figura 4.19 – Carta solar do gerador fotovoltaico com sombreamento do prédio e da árvore.



A área em cinza representa o sombreamento causado pela árvore que ocorre até próximo das 9:00h da manhã nos meses de abril, maio, junho, julho e agosto. No período da

tarde o sombreamento causado pelo prédio ocorre por volta das 15:00 h e, nesse caso, a sombra afeta o GFV o ano todo. A Figura 4.20 mostra a localização do GFV, onde se pode observar a edificação e o destaque para a localização da árvore.

Figura 4.20 – Localização do gerador fotovoltaico na área de testes do GEDAE.



Nos primeiros dias de operação do GFV, que corresponde aos 3 últimos dias do mês de janeiro de 2015, a árvore não causou sombra no GFV. Entretanto, através de simulação, pode-se constatar que a edificação do laboratório projeta sua sombra por volta das 15:30 h. A Figura 4.21 mostra a simulação realizada para o dia 30 de janeiro, pela manhã (8:00 h) e a tarde (15:30 h). Pela manhã, o GFV está livre da sombra da árvore, porém no período da tarde, a sombra da edificação atinge o GFV. A sombra afeta duas fileiras, e, como os módulos fotovoltaicos apresentam diodos de desvio, dependendo da intensidade do sombreamento o diodo pode atuar, desviando a corrente da fileira sombreada.

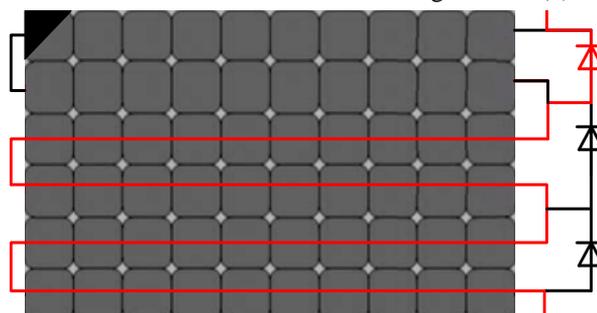
Figura 4.21– Simulação da projeção de sombras sobre o GFV: (a) manhã e (b) tarde.



A forma projetada da sombra (ver Figura 4.21 (b)), que tem a geometria de um triângulo retângulo, nesse horário pode ter seu efeito minimizado pelo diodo de desvio, tal

como mostra a Figura 4.22³. Nesse caso, o módulo FV tem uma redução de potência que não será proporcional à área sombreada, mais sim ao número de fileiras de células em série desviadas pelos diodos. À medida que a sombra avança sobre o GFV, mais fileiras poderão ser afetadas. Caso todas as fileiras sejam afetadas, duas coisas podem ocorrer: o GFV poderá diminuir a magnitude da corrente em função do módulo FV sombreado, ou simplesmente eliminar o módulo FV inteiro da fileira em que este se encontra associado em série com outros módulos FV que compõem o GFV.

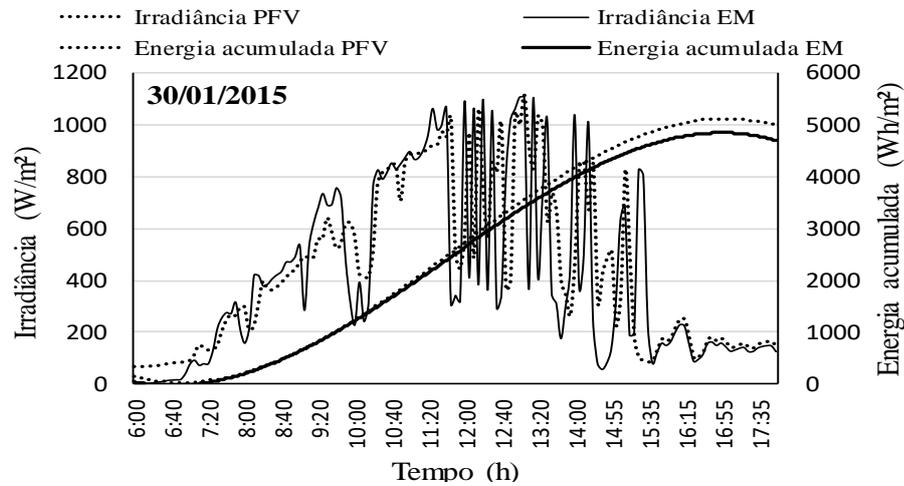
Figura 4.22 – Projeção da sombra sobre o módulo fotovoltaico da Figura 4.21 (b) e a atuação do diodo de desvio.



Entretanto, a atuação dos diodos de desvio só será possível se a intensidade da irradiância for suficientemente reduzida para que os mesmos atuem. Caso a irradiância direta seja bloqueada por nuvens (o que é bem comum na cidade de Belém – PA nos primeiros meses do ano e nos horários em que o prédio sombreia) o GFV estaria recebendo a radiação difusa, e, nesse caso, o sombreamento proporcionado pelo prédio seria irrelevante. Para ilustrar esse fato, tem-se, na Figura 4.23, a irradiância medida na estação meteorológica e a irradiância medida no plano do GFV para o dia 30 de janeiro de 2015. Nota-se que os perfis de irradiância estão significativamente próximos, com a energia integrada ao longo do dia da ordem de 5193 Wh/m^2 para o plano do GFV (inclinado de sete graus com relação a horizontal) e 4923 Wh/m^2 para os valores medidos pela estação meteorológica (no plano horizontal). Nota-se que nesse dia houve muita intermitência de nuvens, principalmente nos horários compreendidos entre as 12:00 h às 15:00 h.

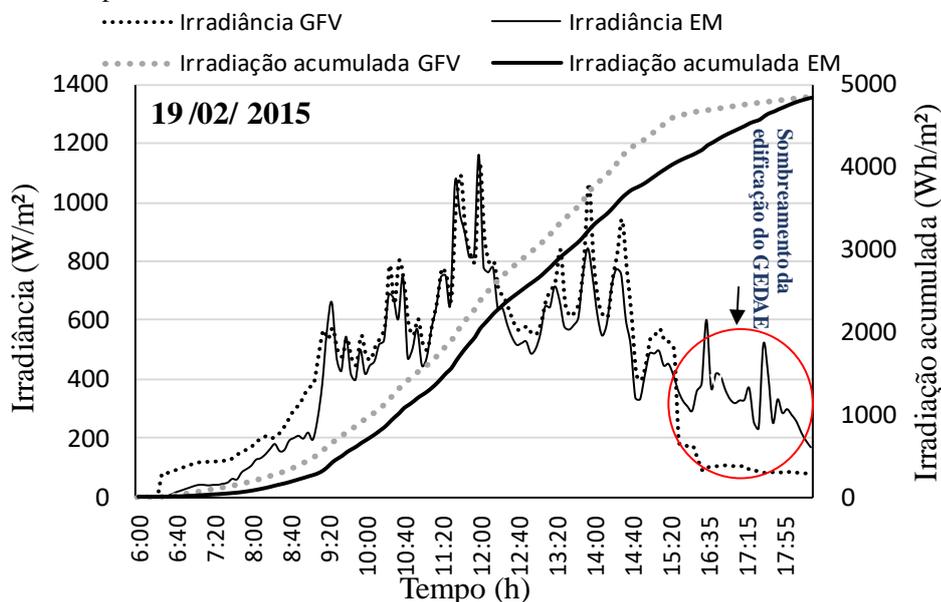
³ Nesse caso, está supondo-se que seja uma situação em que o diodo consiga atuar e dessa forma elimine a parcela do módulo FV que está sendo sombreada de forma gradual à medida que a sombra é projetada, causando perdas de potência que não são proporcionais a área de projeção do sombreamento.

Figura 4.23 – Irradiância medida no plano do GFV e da estação meteorológica (EM) no plano horizontal para o dia 30 de janeiro de 2015.



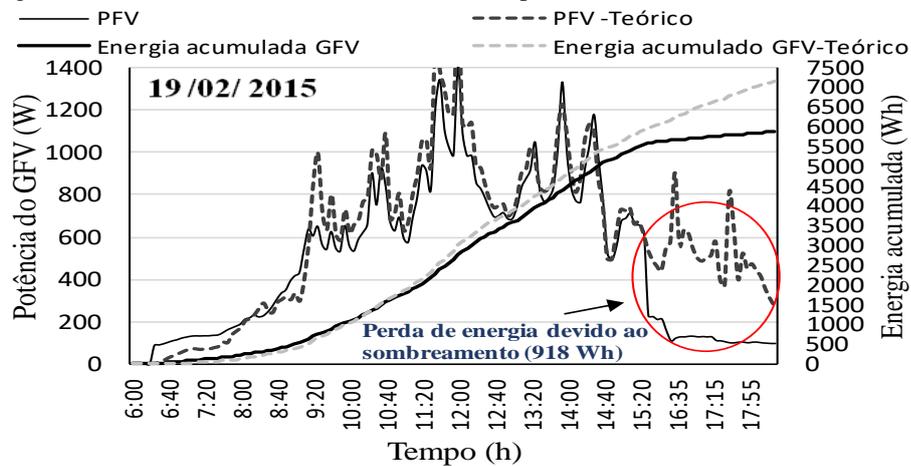
Os dois sensores apresentam comportamento semelhante, indicando que estão medindo níveis de irradiância próximos, inclusive no período em que o prédio sombreia o GFV. A pequena diferença entre as medições dos dois sensores se dá pela pequena diferença no ângulo de inclinação entre eles (aproximadamente 7°). De fato, para os primeiros três dias de operação (comparando-se os dados medidos de irradiância da estação meteorológica do GEDAE e de irradiância no plano do gerador), o sombreamento do prédio pouco interferiu na quantidade da energia incidente no plano do GFV, sendo mais afetado pelo sombreamento das nuvens que do prédio. No mês de fevereiro ocorreu sombreamento efetivo nos dias 14, 19, 23 e 26. A Figura 4.24 mostra o dia 19 de fevereiro em particular, observando o perfil de irradiância.

Figura 4.24 – Irradiância medida no plano do GFV e da estação meteorológica no plano horizontal (EM) e a irradiação acumulada para o dia 19 de fevereiro de 2015.



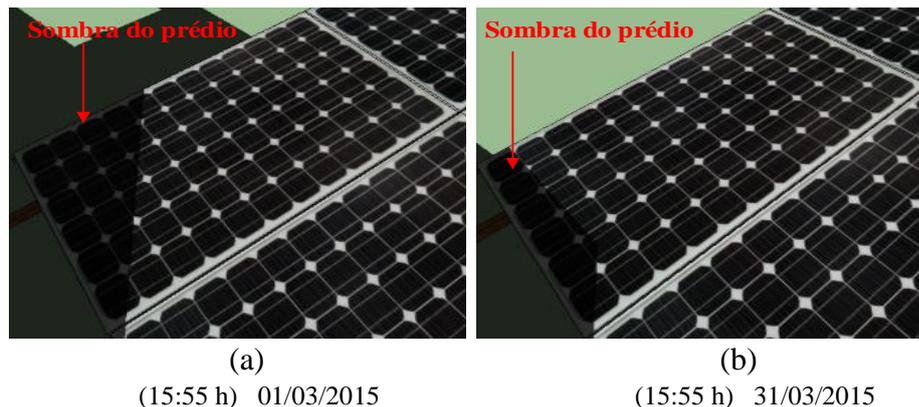
Nota-se que a sombra do prédio afeta a célula de referência próximo as 15:25 h, entretanto, deve-se atentar para o fato da localização do sensor no plano do GFV, pois avaliações realizadas com base nos horários em que o sensor começa a medir valores significativamente inferiores aos da EM (ver Figura 4.24) poderiam sugerir que também o GFV começa a ser sombreado nesse momento, mas de fato, nesse mesmo instante a sombra já se projetou em cerca de 75% sobre a área do GFV. Na Figura 4.25 é apresentada a potência do GFV ao longo dia e a potência teórica obtida com base nos dados da estação meteorológica e temperatura de costa do GFV, indicando uma perda de energia devido ao sombreamento da edificação de aproximadamente 918 Wh.

Figura 4.25 – Perda devido ao sombreamento do prédio no dia 19 de fevereiro de 2015.



A geometria da sombra do prédio se manifesta de duas formas básicas: a primeira, que é igual a que ocorre nos meses de janeiro e fevereiro, num formato triangular, e, a segunda, em uma sombra com geometria trapezoidal. Nota-se que em ambos os casos as sombras afetam grande parte dos blocos de células em série contendo diodos de desvio no módulo FV, tal como ilustram as Figuras 4.26 (a) e (b).

Figura 4.26 – Simulação da projeção de sombras sobre o GFV: 15:55h dos dias 01/03/2015 (a) e dia 31/03/2015 (b).



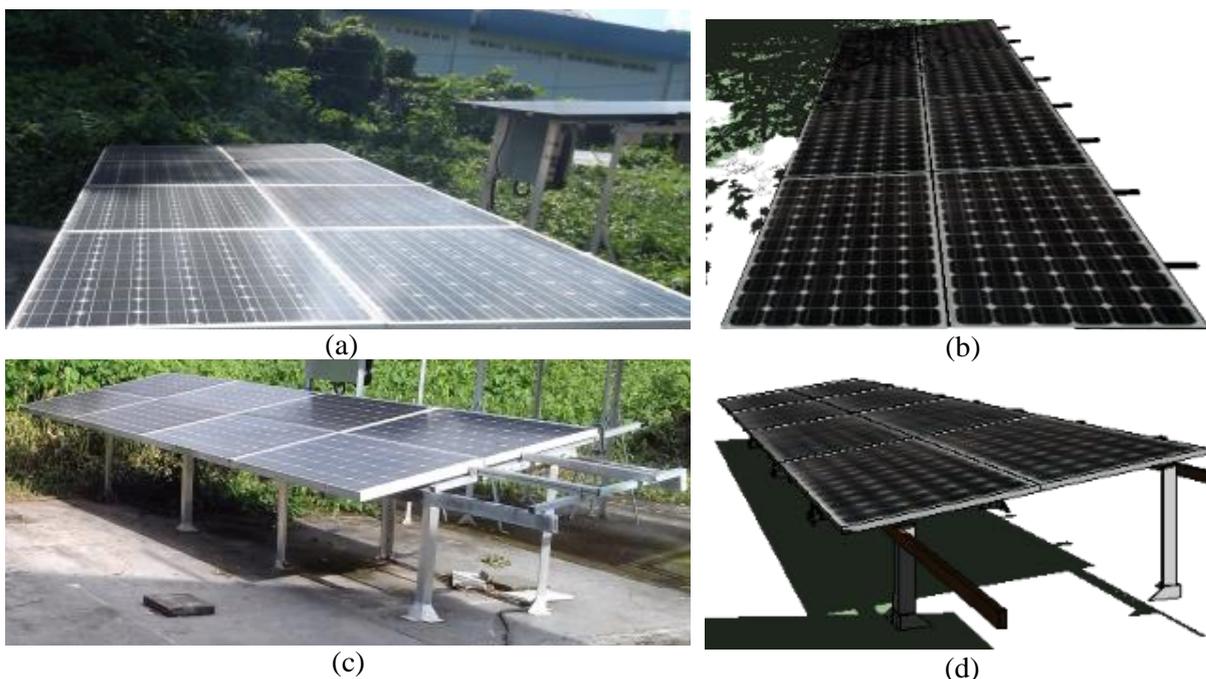
(a)
(15:55 h) 01/03/2015

(b)
(15:55 h) 31/03/2015

Em ambos os casos, se a irradiância não sofre muita influência das nuvens, a sombra terá um efeito significativo no desempenho do sistema, tal como já foi evidenciado nas Figuras 4.23, 4.24, e 4.25. Um sombreamento no sentido transversal do módulo FV pode implicar na atuação ou não do conjunto formado pelos três diodos de desvio que o constituem. Isso dependerá do grau do sombreamento e do ponto de operação em que o SPMP do inversor impõe ao GFV. No caso em que os diodos não atuem, o módulo FV sombreado limitará toda a *string*.

A fim de se verificar a proximidade entre as simulações das projeções das sombras causadas pela árvore no início da manhã e do prédio pela tarde, e a realidade dos sombreamentos, faz-se uma comparação entre as imagens reais instaladas sob condições de sombreamento, nas Figuras 4.27 (a) e (c), e as obtidas por simulações, Figuras 4.27 (b) e (d), para o dia 30 de maio de 2015.

Figura 4.27– Comparação entre a simulação e o real: (a) sombra da árvore em um dado instante pela manhã, (b) simulação da sombra da árvore em um dado instante pela manhã, (c) sombra da edificação em um dado instante pela tarde e (d) simulação da sombra da edificação em um dado instante pelo período da tarde.



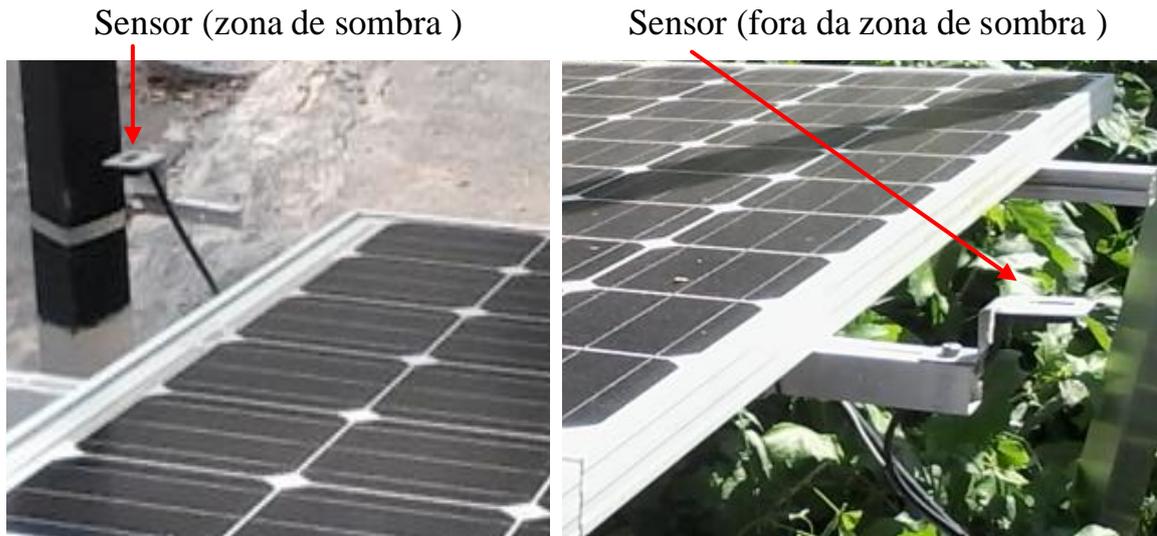
É possível observar que se tem uma boa aproximação entre o real e o simulado, mesmo no caso do sombreamento causado pela árvore, onde existe uma maior imprecisão com relação a sua exata altura e formato. De fato, as ferramentas computacionais facilitam a pré-visualização de sombras nos períodos em que elas ocorrem, o que é de grande valia para engenheiros e projetistas de sistemas fotovoltaicos. Porém, utilizar-se de *softwares* para calcular as perdas nos GFVs, principalmente perdas devido ao sombreamento, ainda é um

desafio. Por exemplo, existem programas que permite que a geração fotovoltaica seja calculada levando-se em conta as perdas, dentre elas, as por sombreamento, mas muitos projetistas optam por ignorar a presença de sombra, pelo simples fato de precisar modelar o sistema em três dimensões e, muitas das vezes, as formas geométricas das construções, obstáculos, etc, podendo trazer bastante complexidade nos processos de cálculos.

Como já abordado no Capítulo 2, de fato o cálculo da potência produzida por sistemas em condições de sombreamento é significativamente mais custoso, não só em termos do modelamento necessário, mas também pela quantidade de informações necessárias para obtenções de resultados satisfatórios. Embora já exista uma vasta literatura associada ao modelamento dos impactos do sombreamento na geração FV, a relação de compromisso entre complexidade do modelo e o número de variáveis de entrada é determinante para a disseminação da ferramenta.

Para exemplificar essa questão, será aplicado no SFCR 02 o modelo desenvolvido por Martinez-Moreno *et al.* (2010), bem como outro dois descrito no Capítulo 2. Esse modelo é considerado pelos autores como um dos mais simples e precisos para o cálculo direto da potência desenvolvida pelo GFV em condições de sombreamento. Contudo, como é observado nas análises seguintes, tal sombreamento necessita ser bem caracterizado. Para isso, foram simuladas sete situações de sombreamento experimentais utilizando-se um poste de alumínio fixado próximo ao GFV. Anexado a este poste, uma célula de referência registrava a irradiância na zona de sombreamento. Na Figura 4.28 (a) e (b) mostra-se detalhes do poste e das células utilizadas para medição da irradiância na zona de sombreamento e no plano do GFV.

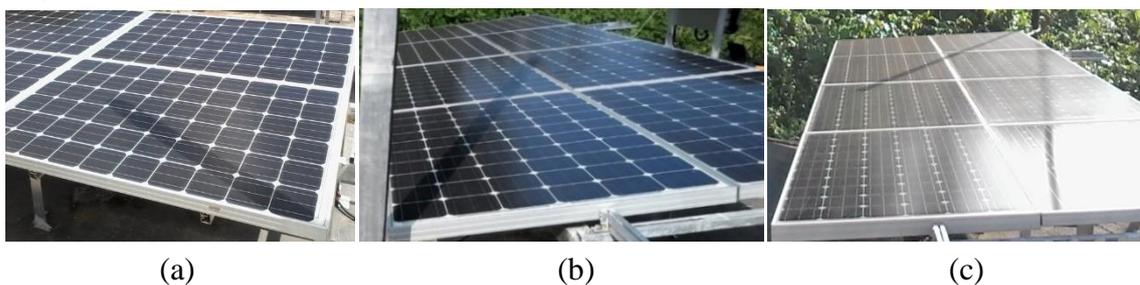
Figura 4.28 - Detalhes do poste utilizado para projetar a sombra e das células de referência utilizadas para medição da irradiância na zona de sombreamento e no plano do GFV.



Além dos valores de irradiância se faz necessário à caracterização exata da sombra em termos da sua área de abrangência sobre o GFV e do número de blocos com diodos de desvio sombreados (Number of Shaded Blocks - N_{SB}). O número total de blocos de células com diodos de desvio (N_{TB}) do GFV, considerando que na ocasião o GFV estava constituído com oito módulos FV conectados em série, é igual 24 (8x3 diodos por módulo).

A Figura 4.29 ilustra três das sete situações de sombreamento analisadas, onde o número de blocos sombreados são 2, 4 e 8, respectivamente relacionados às Figuras 4.29 (a), (b) e (c).

Figura 4.29 – Exemplos dos sombreamentos simulados: (a) Número de blocos sombreados igual a dois ($N_{SB}=2$); (b) Número de blocos sombreados igual a quatro ($N_{SB}=4$); (c) Número de blocos sombreados igual a oito ($N_{SB}=8$).



A Tabela 4.9 resume os principais parâmetros monitorados e utilizados para a realização das análises de estimativa da potência produzida pelo GFV, nas diferentes condições de sombreamento. Dentre os parâmetros destacam-se: a irradiância na zona de sombreamento (G_s); a irradiância sem a influência do sombreamento (G_{ns}); a temperatura da

célula (T_c) e; a área da sombra projetada sobre o GFV (A_s). A potência P_{S_Medido} corresponde a potência de operação do GFV na condição de sombreamento medida durante o experimento.

Tabela 4.9– Parâmetros utilizados para a estimativa da potência desenvolvida pelo GFV em condições nas 7 condições de sombreamento avaliadas.

Sombreamento	G_s (W/m ²)	G_{NS} (W/m ²)	P_{S_Medido} (W)	$G_{NS} - G_s$ (W/m ²)	T_c (°C)	N_{SB}	N_{TB}	A_s (m ²)
1	54	407	466	353	46	6	24	0,1422
2	35	278	287	242	42	7	24	0,3200
3	55	176	289	120	34	8	24	0,1808
4	64	186	382	122	38	8	24	0,1600
5	206	847	1314	642	64	2	24	0,0018
6	153	813	1261	659	62	2	24	0,0072
7	691	705	1191	14	59	2	24	0,0126

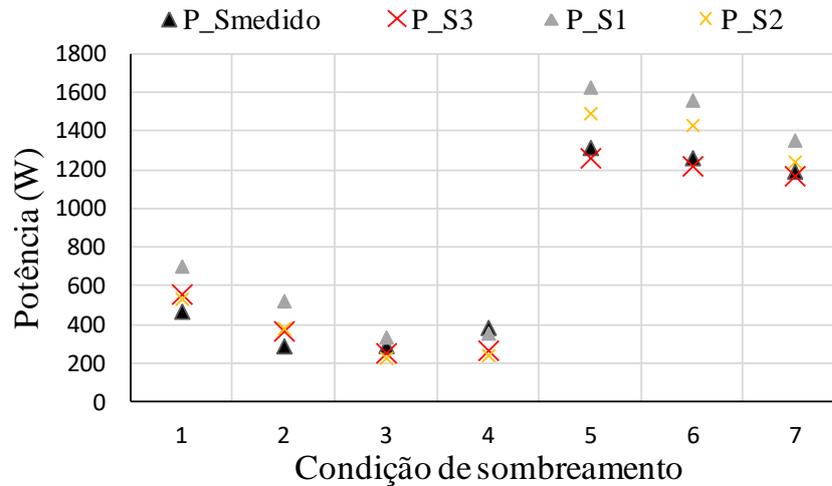
Com base nas informações contidas na Tabela 4.9, e com auxílio dos modelos descritos no Capítulo 2, foram calculados os valores de potência para as sete situações de sombreamento avaliadas. A Tabela 4.10 traz uma memória de cálculo, contendo todos os passos e as equações utilizadas para obtenção da potência na condição de sombreamento (P_s).

Tabela 4.10 – Memória de cálculo para obtenção da potência (P_S), nas 7 condições de sombreamento da Tabela 4.9.

Equações	F_{GS}	Equação (2.9)	P_{NS} (W)
$F_{GS}=A_S/A_{GFV}$ $A_{GFV}=8 \times 1,66 \text{ m} \times 1 \text{ m}$ $A_{GFV}=13,28 \text{ m}^2$	0,010708	$P_{NS} = P$ $G = G_{NS}$ $P^* = 1920 \text{ Wp}$ $\gamma = -0,35 \text{ } ^\circ\text{C}$	708
	0,024096		533
	0,013614		337
	0,012048		358
	0,000133		1627
	0,000542		1560
	0,000952		1354
	Equação (2.11)		F_{ES} (W)
$F_{ES} = F_{GS}$	0,010708	$P_S = P_{NS} (1 - F_{ES})$	700
	0,024096		520
	0,013614		333
	0,012048		353
	0,000133		1627
	0,000542		1559
	0,000952		1352
	Equação (2.13)		F_{ES} (W)
$1 - F_{ES} = 1 - (N_{SB} / N_{TB})$	0,250000	$P_S = P_{NS} \cdot (1 - F_{ES})$	531
	0,291667		378
	0,333333		225
	0,333333		239
	0,083333		1491
	0,083333		1430
	0,083333		1241
	Equação (2.14)		F_{ES} (W)
$1 - F_{ES} = (1 - F_{GS}) \cdot N'$ $N' = (1 - N_{SB} / (N_{TB} + 1))$	0,248138	$(1 - P_S/P_{NS}) = (1 - [(B + D^{CIR}) \cdot (1 - F_{ES}) + D^{ISO} + R] / G)$ $D^{ISO} + R = G_S$ $B + D^{CIR} = G_{NS} - G_S$	555
	0,297349		364
	0,329258		251
	0,328193		264
	0,080122		1260
	0,080499		1219
	0,080876		1167

A Figura 4.30 resume os resultados comparativos entre os valores obtidos na Tabela 4.10 e os valores medidos apresentados na Tabela 4.9. De acordo com os resultados, é possível observar uma melhor precisão do modelo proposto por Martinez-Moreno *et al.* (2010), PS3. Contudo, nota-se que o modelo que se baseia somente no número de blocos com diodos de desvio sombreados, PS2, também traz resultados satisfatórios, quando comparado aos demais modelos, com a vantagem de não necessitar da medição da radiação na zona do sombreamento.

Figura 4.30- Potência desenvolvida pelo GFV, medida e calculadas, sob diferentes condições de sombreamento.



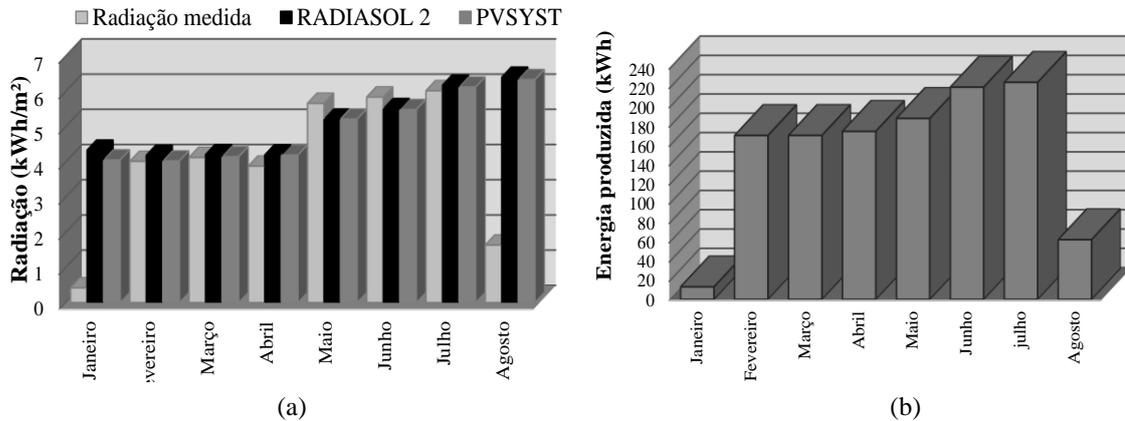
4.2.3 Resultados da Avaliação dos Oito Meses de Operação

São apresentados alguns resultados de oito meses de operação do SFCR02. Durante quatro meses, o sistema operou com sete módulos fotovoltaicos de 240 Wp e, os outros quatro, com oito módulos de 240 Wp. Primeiro é analisada a produção de energia para todo período e a energia produzida dia-a-dia com o gerador de 1.68 kWp e com o gerador de 1.92 kWp. Após essa análise, é realizado um estudo da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência para vários níveis de radiação. E, por fim, é mostrada a produtividade média mensal, a produtividade de referência, as perdas por captura e o rendimento global do sistema.

4.2.3.1 Recurso Solar e Produção de Energia

Com o intuito de se ter uma confiabilidade nos dados da radiação medida pela célula fotovoltaica, optou-se por realizar uma comparação com a radiação estimada através de programas computacionais. Os *softwares* utilizados nesse trabalho foram CREARRY, PVsyst e o RADIASOL 2 (UFRGS). Vale ressaltar que tanto a radiação medida, como a simulada, são para um plano inclinado de 7°. Apresentam-se na Figura 4.31 os dados da radiação medidos e os dados obtidos através da simulação, bem como a produção mensal de eletricidade.

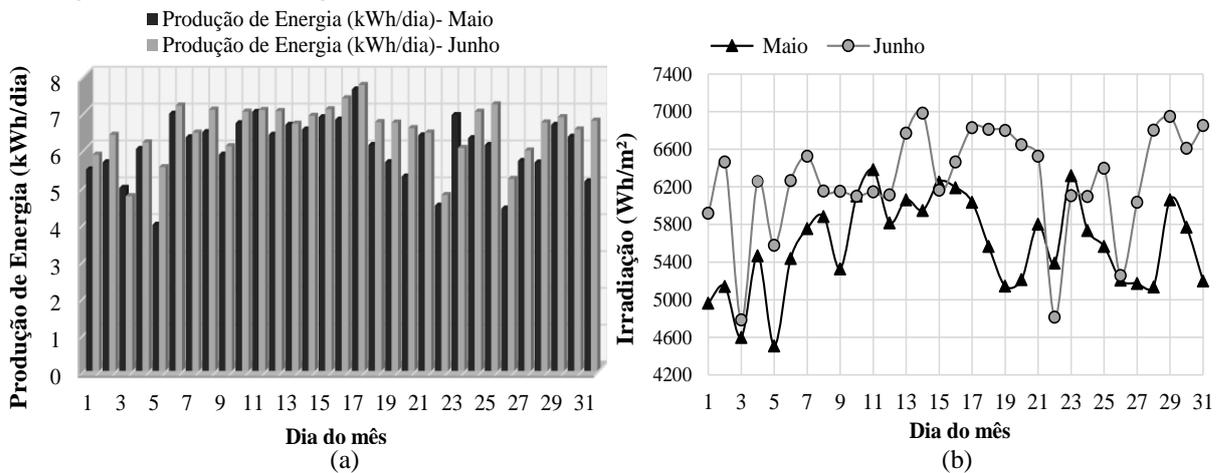
Figura 4.31 - Dados de radiação solar: (a) Comparação entre a radiação medida e simulada, (b) Produção de energia entregue a rede elétrica.



Nota-se que há uma boa aproximação entre os dados medidos e calculados, a não ser para os meses de janeiro e agosto, em função do número reduzido de dias de operação do sistema. A energia produzida para os meses de fevereiro a julho variam entre 160 e 220 kWh, ver Figura 4.31 (b).

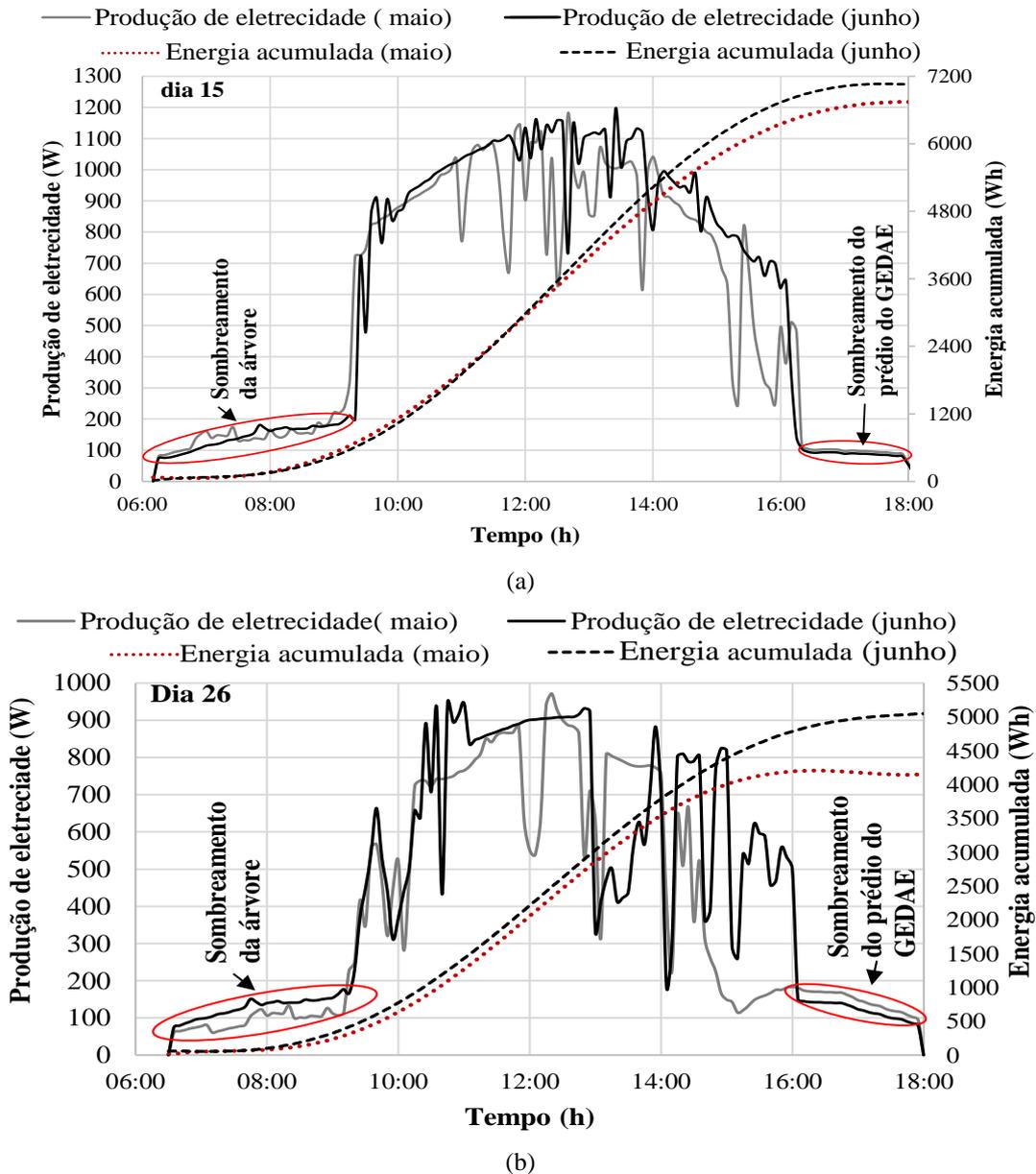
A produção do mês de janeiro foi pequena, haja vista que o GFV foi conectado à rede elétrica no dia 29/01/2015 às 15:00 h, com uma contribuição de energia de 13.01 kWh (ou 1,06% do total de geração). Para o mês de agosto teve-se também uma baixa contribuição de energia, isso se deve ao fato da operação do sistema ter ido até o dia 08/08/2015. Nesse mês, foram gerados 61.87 kWh (ou 5,06% do total de energia produzida). A geração a partir de junho contou com a inserção de um módulo a mais, passando o GFV de 1.680 Wp para 1.920 Wp. Entretanto, para essa análise é necessário verificar a produção de energia dia-a-dia, a Figura 4.32 (a) mostra a geração diária referente aos meses de maio e junho, enquanto que na Figura 4.32 (b) observa-se a irradiação incidente no plano do GFV ao longo dos mesmos meses.

Figura 4.32 - Dados da produção de energia e irradiação: (a) Produção de energia nos meses de maio e junho, (b) Irradiação dos dias de maio e junho.



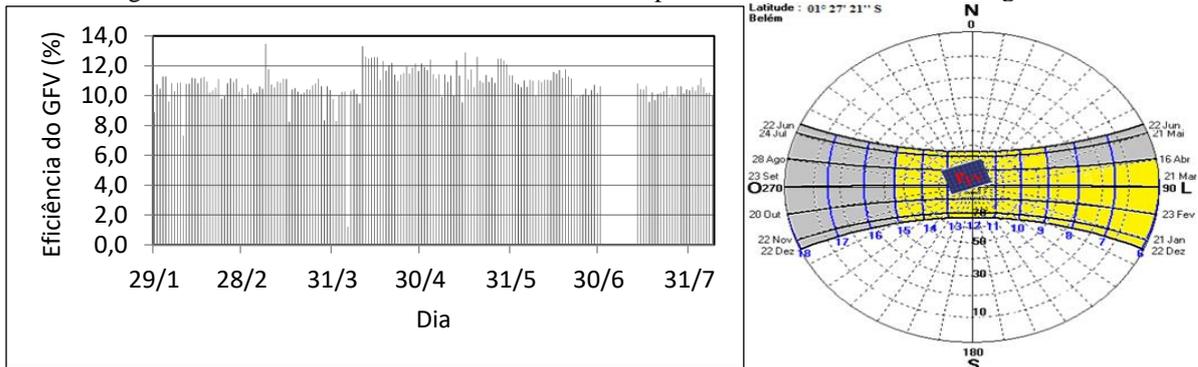
As Figuras 4.33 (a) e (b) apresentam o perfil da produção de energia elétrica para dois dias diferentes dos meses de maio e junho, bem como a geração acumulada para ambos os meses. Pode-se notar que entre as seis e nove horas da manhã, o GFV é afetado pelo sombreamento da árvore. Já no período da tarde, o sombreamento é causado pela própria edificação do laboratório do GEDAE. Nota-se que, para o dia 15 de cada mês, a irradiação incidente no plano do GFV foi de aproximadamente 6.200 Wh/m² para ambos os meses, o que poderia sugerir níveis de geração de energia elétricos diários idênticos, uma vez que para esses meses o GFV é igualmente influenciado pelos sombreamentos no período da manhã e da tarde, tal como é ilustrado na Figura 4.19. Vale a pena lembrar que, a partir do mês de junho, o sistema operou com um módulo FV a mais, o que ajuda a entender melhor as diferenças de geração da Figura 4.33. Na Figura 4.33 (b) apresenta-se a curva de produção de energia do dia 26, na qual também se observa os sombreamentos causados pela árvore e o prédio do GEDAE. A energia acumulada desse dia para o mês de maio e junho foi de 5.200 Wh e 4.400 Wh, respectivamente. Percebe-se que nesses dias, a influência do sombreamento é significativa tanto no período da manhã quanto da tarde.

Figura 4.33 - Produção de eletricidade e geração acumulada para dois dias de maio e junho: (a) para o dia 15 e (b) para o dia 26.



O efeito do sombreamento, neste sistema em particular, é minimizado nos meses que vão de dezembro do ano anterior a abril do ano seguinte, período onde somente a edificação interfere na operação do sistema. Analisando-se o sistema do ponto de vista da eficiência de conversão média diária do GFV (η_{FV}), calculada pela razão entre a energia entregue pelo GFV ao inversor (E_{FV}) ao longo do dia e a irradiação total incidente no plano do gerador (E_G) multiplicada pela sua área (AG_{FV}), obtêm-se o gráfico da Figura 4.34, onde constam os valores da eficiência do GFV ao longo do período de monitoramento.

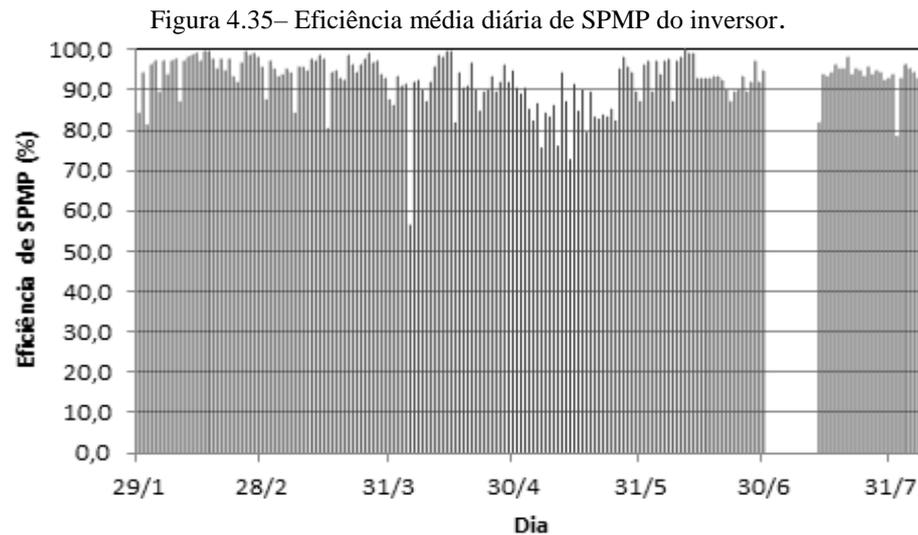
Figura 4.34 – Eficiência média diária do GFV e os períodos de sombreamentos da Figura 4.19.



Percebe-se que a eficiência média diária do GFV fica entorno de 11%. Contudo observa-se uma melhora significativa durante o mês de abril, que pode ser atribuída por uma incidência mais frontal da radiação direta, uma vez que o ângulo de inclinação do GFV é mais favorável a esse tipo de incidência nesse período. Por outro lado, observa-se uma redução gradativa dessa eficiência nos meses subsequentes, algo que pode estar associado à redução da incidência frontal sob o plano do GFV, mas em grande parte associada ao aumento do sombreamento da árvore pela parte da manhã. Além do sombreamento no período da manhã, existe outro agravante que afeta diretamente no cálculo da eficiência do GFV. O sombreamento no período da manhã não afeta o sensor de radiação em certo momento nesse período, ao contrário do que acontece no período da tarde.

Outro parâmetro utilizado para avaliação do desempenho do gerador FV é a eficiência de seguimento do ponto de máxima potência (η_{SPMP}), definida pela razão entre a energia obtida pelo inversor de um dado GFV e a energia que poderia ser obtida desse mesmo gerador se o inversor fosse munido de um sistema de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP) ideal.

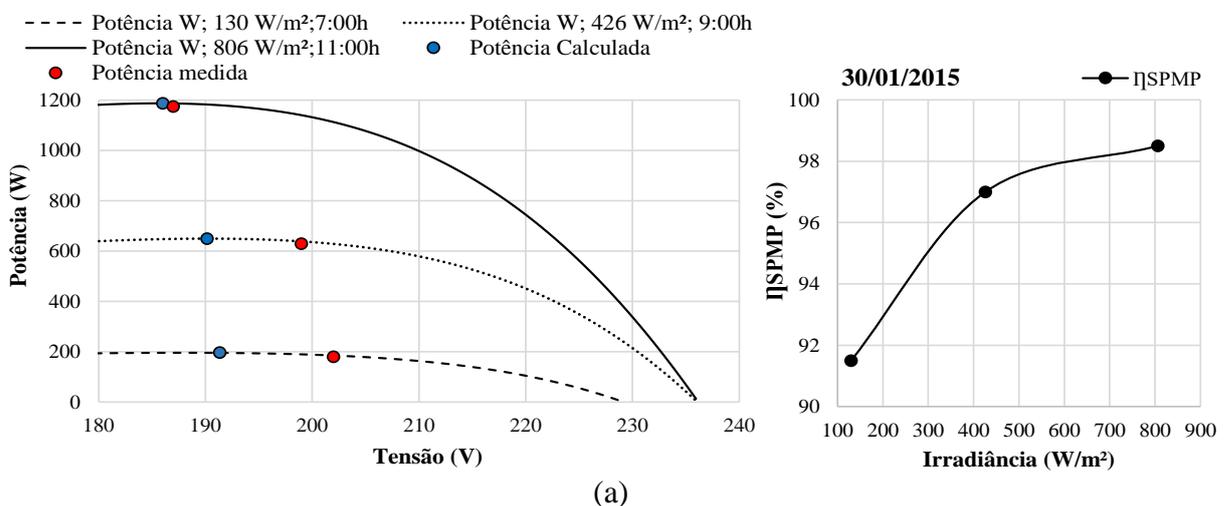
Em uma primeira análise, obteve-se a eficiência de seguimento média diária calculando-se P_{mp} com base no modelo polinomial descrito no Capítulo 2, e que foi empregado na análise da Tabela 4.10. Na Figura 4.35 constam os valores diários obtidos para o período de monitoramento do sistema.

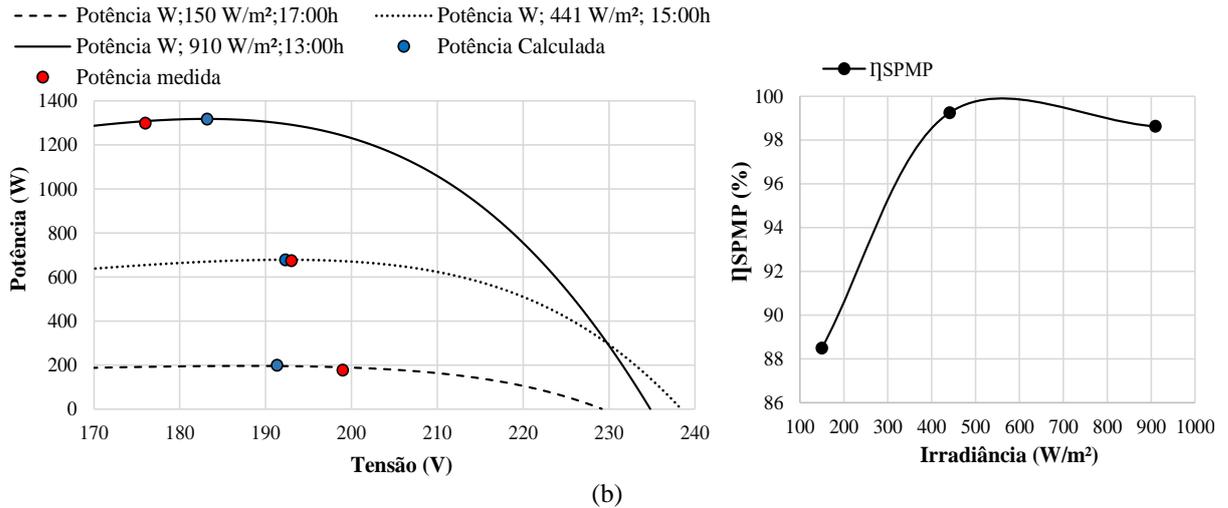


A eficiência de SPMP média diária obtida nesta análise, para todo o período de monitoramento, foi da ordem de 93%, onde mais uma vez observa-se que nos meses em que o nível de sombreamento é agravado pelo sombreamento da árvore no período da manhã, há também uma tendência de redução das eficiências de seguimento.

Uma forma mais precisa de se avaliar esse parâmetro é por meio da curva I-V do GFV para uma dada condição de operação, onde, nesse caso, procuraram-se algumas situações sem a influência de sombreamento. A Figura 4.36 (a) e (b) apresenta a parte da curva I-V com destaque aos pontos medidos e calculados em diferentes condições de operação monitorados. A potência calculada (em azul) corresponde ao valor teórico ideal, obtida através do programa CREARRAY, onde os dados de entrada do programa (irradiância e temperatura) são dados medidos pelo sistema de aquisição de dados.

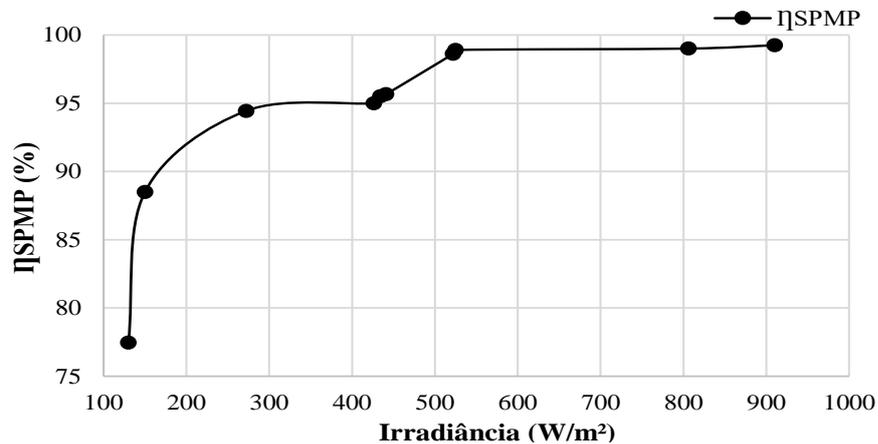
Figura 4.36 - Curva de potência do gerador FV e a Eficiência de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP): (a) para as medições no período da manhã do dia 30/01 (b) para as medições no período da tarde do dia 30/01.





As curvas da Figura 4.36 foram obtidas para os seguintes horários: 7:00 h, 9:00 h e 11:00 h da manhã. Para três níveis de irradiância (baixo, médio e alto) a eficiência do ponto de máxima potência varia entre 91,8 e 98,3%. Para o mesmo dia, já no período da tarde, têm-se que o mesmo parâmetro variou entre 88 e 99% para os diferentes níveis de irradiância. A Figura 4.37 mostra a curva completa da eficiência SPMP para o primeiro dia de operação do GFV, na qual se observa uma estabilidade na eficiência entre os níveis de irradiância de 500 a 1.000 W/m².

Figura 4.37 - Eficiência de Seguimento do Ponto de Máxima Potência para o dia 30/01.

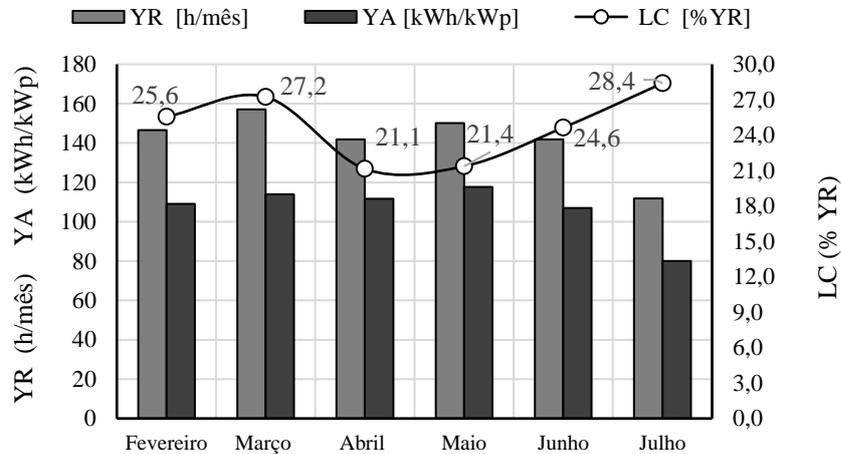


Com base nos resultados pontuais apresentados na Figura 4.37, percebe-se que há uma boa coerência quando comparados com os resultados da Figura 4.35, tendo em vista que estes retratam um número significativo de condições de operação em termos de irradiância, temperatura e sombreamento ao longo do dia de operação.

A influência do sombreamento na eficiência de SPMP afetará diretamente na produtividade do GFV (Y_A) e, conseqüentemente, nas perdas por captura (L_C), que caracteriza

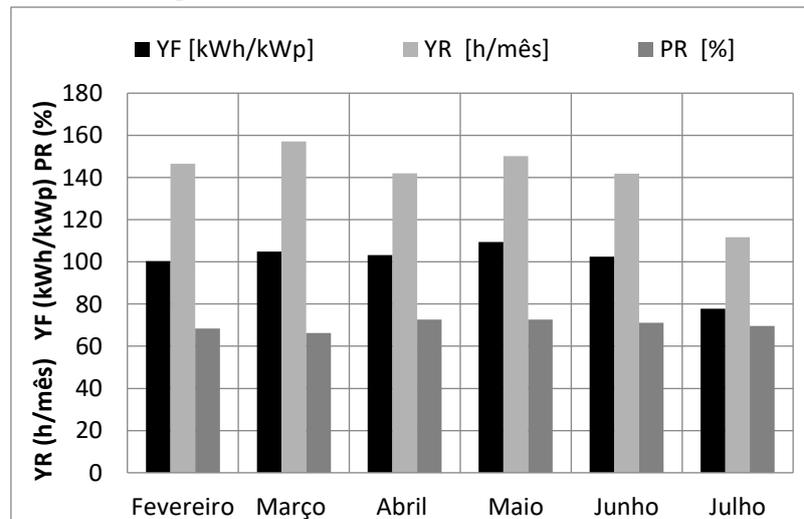
todas as perdas associadas ao GFV. A Figura 4.38 apresenta os valores das perdas por captura bem como as produtividades de referência e do GFV.

Figura 4.38- Desempenho do GFV: Produtividade de referência, do gerador e as perdas por captura.



Observam-se valores bem significativos de perdas por captura nesse gerador em particular, uma vez que, em geradores em operação normal, esse valor varia entre 15 a 20%, na maioria dos casos. Além das perdas no GFV, a produtividade do sistema e o rendimento global, são duas figuras méritos muito utilizadas para caracterizar as perdas em todo o sistema e possibilitar a comparação com outros sistemas instalados. A Figura 4.39 mostram essas figuras de mérito, onde se torna evidente uma produtividade média mensal para o período de análise de 100 kWh/kWp significativamente inferior aos valores médios mensais de 120 a 140 kWh/kWp geralmente obtidos para a região norte.

Figura 4.39 - Desempenho do sistema: Produtividade média mensal e Rendimento Global.



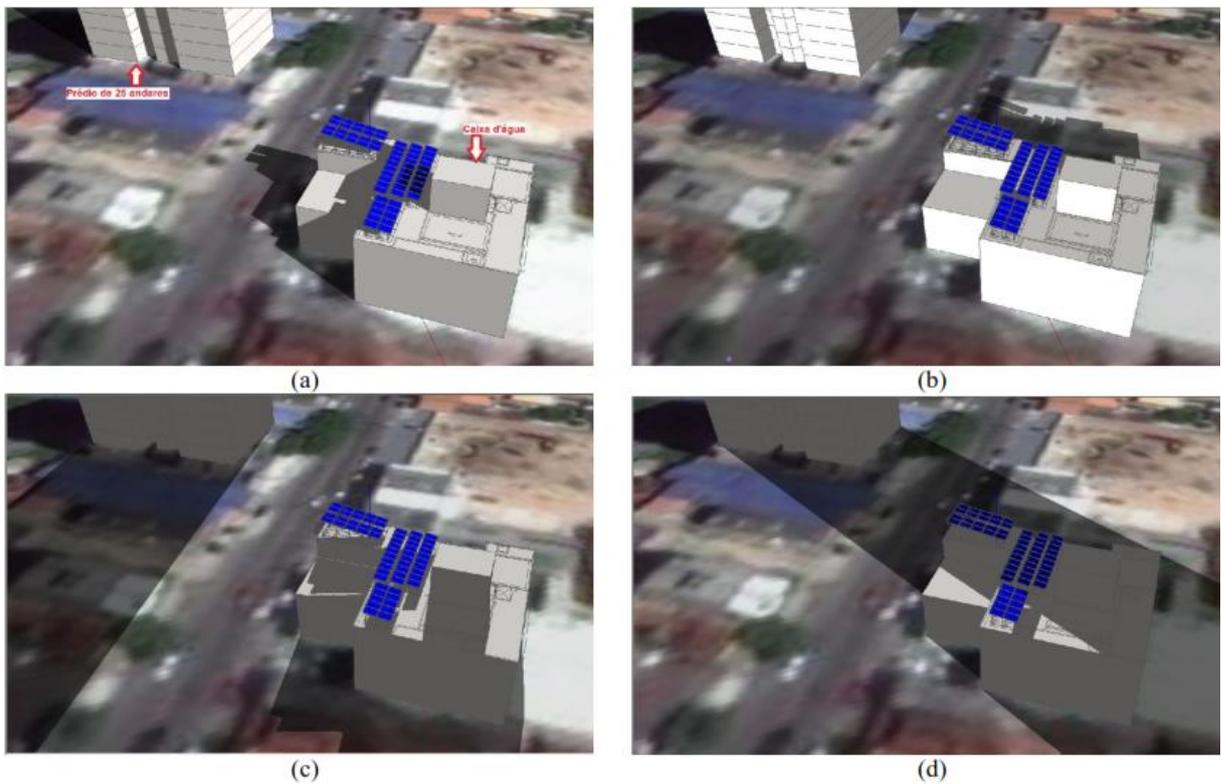
No entanto, os valores Y_F e PR estão comparáveis com os valores publicados por Blasques *et al.* (2014) sobre a operação de um sistema instalado na cidade de Belém e que também sofre sombreamento de um prédio vizinho. As Figuras 4.40 mostra o GFV já instalado, a Figura 4.41 (a) - (d) ilustram alguns exemplos dos sombreamentos sofridos ao longo do ano e as Figura 4.42 (a) e (b) apresentam os resultados operacionais de 20 meses de operação do sistema.

Figura 4.40 – Vista da área do SFCR da UNICRED, Belém – PA



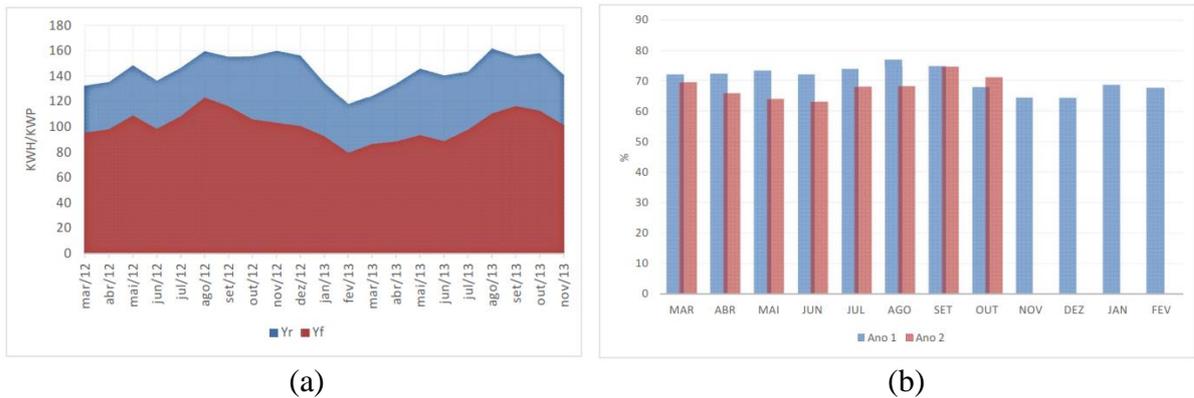
Fonte: Adaptado de Blasques (2014)

Figura 4.41 – Projeções de sombra no SFCR da UNICRED nos dias e horários de (a) 21 de junho às 9 h; (b) 21 de dezembro às 9 h; (c) 21 de junho às 16 h; (d) 21 de dezembro às 16 h.



Fonte: Adaptado de Blasques (2014)

Figura 4.42 – Comportamento dos valores mensais de Y_R e Y_F . Desempenho global médio do sistema



Fonte: Adaptado de Blasques (2014)

Nota-se que os valores de PR publicados por Blasques *et al.* (2014) apresentam um valor médio de 69,5 % para o período o que, pode ser considerado levemente inferior à média do valor obtido para o SFCR 02 que foi da ordem de 70%.

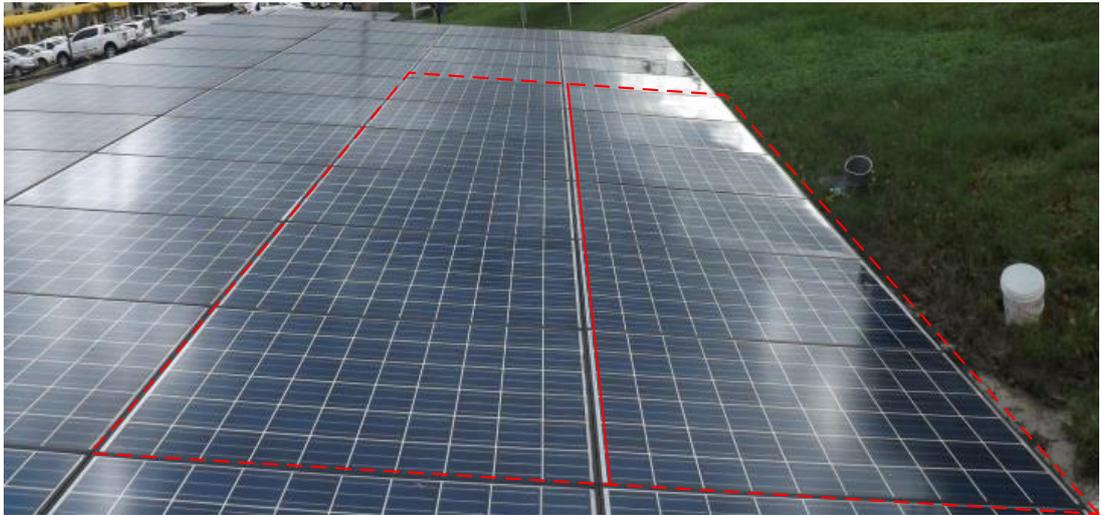
4.3 SFCR 03

O SFCR 03, na verdade, é um sistema composto de dois GFVs com seis módulos em cada série, interligados a dois inversores, tal como descrito no Capítulo 3. O objetivo aqui é avaliar a operação de dois sistemas iguais em termos de equipamentos, instalações, orientações dos GFVs e etc, porém um em condições de sombreamento e outros não.

4.3.1 Avaliação do GFV

A análise a ser realizada no SFCR 03 corresponde a simulações de sombreamento realizados com tiras de papelão colocadas tanto na horizontal como na vertical, equivalente a 25, 50, 75 e 100 % da área da célula dos módulos que constitui o GFV. O SFCR 03 é constituído de dois GFVs de 1,5 kWp, onde um foi submetido ao sombreamento e o outro operou normalmente. Os módulos FV que constituem os GFVs são do modelo KD250GH – 4FB2s que possui três diodos de desvio, para um número fixo de 20 células. A Figura 4.43 mostra uma visão panorâmica dos GFVs.

Figura 4.43– GFVs que constituem o SFCR 03.



Esse sistema é importante nas avaliações experimentais, pois, dá um exemplo de qual o impacto do sombreamento no GFV e como isso pode afetar a dinâmica do algoritmo do inversor na busca do ponto de máxima potência (PMP), haja vista que, nessas condições de sombreamento terá pelo menos dois PMPs.

Os sombreamentos foram feitos com tiras de papelão colocados na vertical e na horizontal como já descrito anteriormente. As proporções de sombreamento utilizadas correspondem as seguintes porcentagens: 25, 50, 75 e 100 % sobre um dos módulos FV que constituem um dos GFVs. A Figura 4.44 mostra um dos sombreamentos realizados na fileira na vertical de 25 %.

Figura 4.44– Sombreamento de uma fileira na vertical de um dos módulos fotovoltaicos do SFCR 03.



O inversor utilizado não possui nenhum tipo de armazenamento para os dados de geração, restringindo-se a mostrar no visor, de forma instantânea, os parâmetros elétricos e a

geração acumulada. Assim, nos primeiros dias de simulação do sombreamento os valores de geração foram registrados e comparados, analisando o possível impacto do sombreamento na produção de energia elétrica. Apesar de ser uma boa avaliação, pois se tem dois sistemas operando de forma praticamente idênticas, em tese, a única coisa que interfere em suas respectivas gerações, de forma diferenciada, é o sombreamento. Entretanto, esses resultados só permitem avaliar o sistema de forma global, ou seja, não se tem informações de como o sombreamento interfere na dinâmica de trabalho do inversor e do GFV ao longo do dia. Foi o que aconteceu quando o sistema passou a apresentar perdas, bem acima daquelas observadas nas 6 primeiras medições globais, onde somente a informação da energia injetada no barramento c.a. e o perfil de irradiância eram insuficiente para explicar o que estava acontecendo.

Assim, para incluir no trabalho informações mais detalhadas sobre a dinâmica do SFCR 03, foram realizadas 14 medições com um wattímetro do fabricante Chroma, modelo 66204, onde foram monitoradas as variáveis de: tensão e corrente das séries (*strings*) e tensão e corrente na saída do inversor. Esses dados foram registrados a cada segundo e armazenados em um computador conectado ao medidor. A Figura 4.45 mostra uma imagem dos dois inversores e, logo abaixo, o medidor e o computador utilizado.

Figura 4.45– Visão geral de medição das variáveis com o wattímetro.



Para medição da temperatura de costa de módulo utilizaram-se dois sensores do tipo PT1000, onde a localização é mostrada na Figura 4.46, onde um dos sensores foi colocado no módulo FV que estava sendo submetido ao sombreamento e, o outro sensor, no módulo FV sem sombreamento.

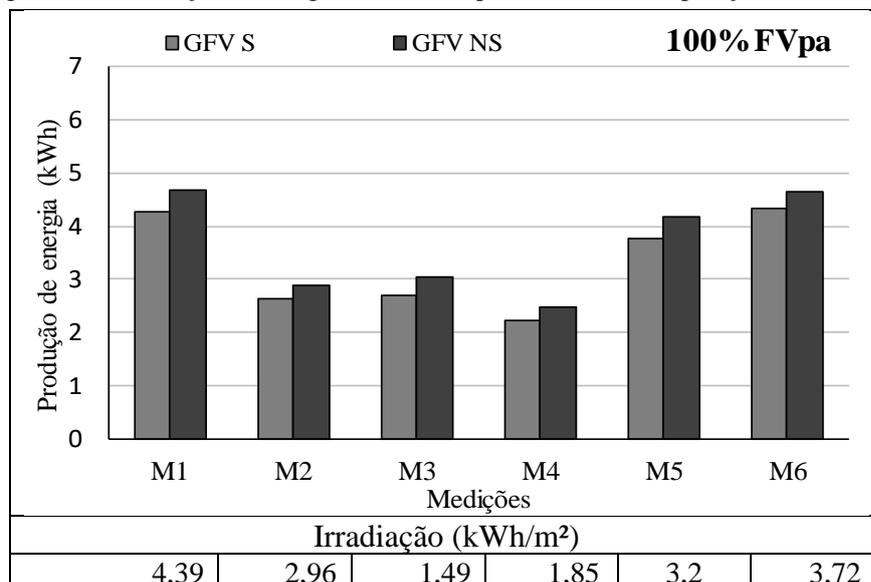
Figura 4.46 – Localização dos sensores de temperatura do SFCR 03.



4.3.2 Resultados do Sombreamento Realizado

Nas primeiras simulações de sombreamento os dados de geração foram coletados direto do mostrador digital do inversor, registrando os valores injetados no barramento c.a. da rede elétrica local. Na Figura 4.47 observam-se os seis valores registrados nos primeiros dias, onde 100 % FVpa, representa o sombreamento de 100% da fileira na vertical realizado com anteparo feito de papelão. Pode-se se observar que, basicamente, as diferenças em termos de energia são significativas.

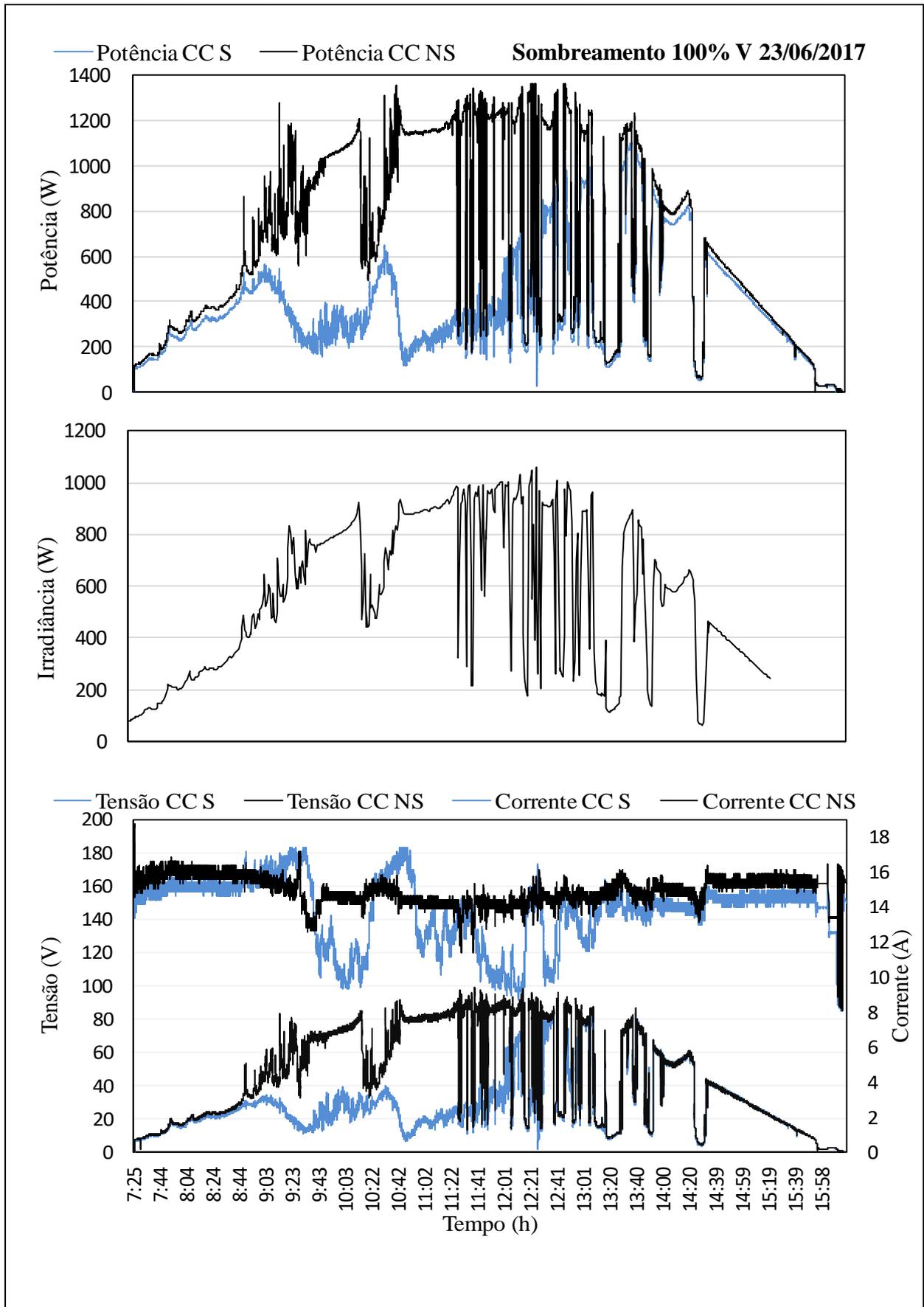
Figura 4.47 – Geração de energia elétrica dos primeiros dias de operação do SFCR 03.



Em termos percentuais, essa diferença de energia injetada pelos geradores não sombreado (NS) e o gerador sombreado (S) ficou em torno de 10%. A diferença foi um pouco maior que 11% para o dia 31/03/2017 que corresponde á medição M3. O sombreamento de uma fileira na vertical tem seu efeito minimizado pelos diodos de desvio, o que provavelmente ocorreu com o módulo FV do GFV sombreado da Figura 4.47, pois, ao desviar 1/3 da capacidade, ainda se tem 166 W, nominais, aproximadamente, contribuindo para a geração, fazendo com que a diferença entre as produções não seja tão diferente.

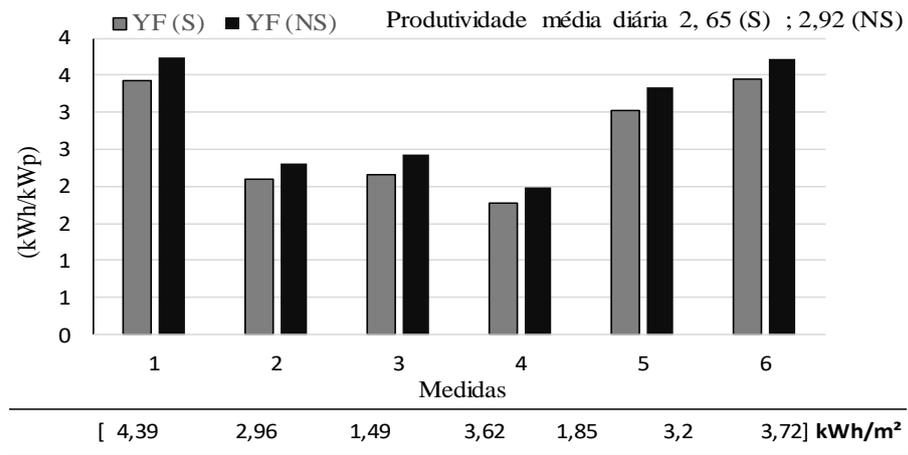
Contudo, em medições subsequentes, constatou perdas muito maiores do que as apresentadas na Figura 4.47, o que só poderia ser esclarecido por uma medição mais detalhada sobre a operação do sistema. A Figura 4.48 mostra essa medição, referente a um dia de operação no mesmo sombreamento anterior (100% FV_{pa}). Constatou-se, nessa medição, uma instabilidade na tensão de operação do GFV sombreado, e o conseqüente distanciamento da potência do GFV sombreado com relação ao não sombreado, ocasionando perdas de energia que superam os 40%.

Figura 4.48 – Operação inadequada do GFV sombreado aumentando significativamente as perdas de potência.



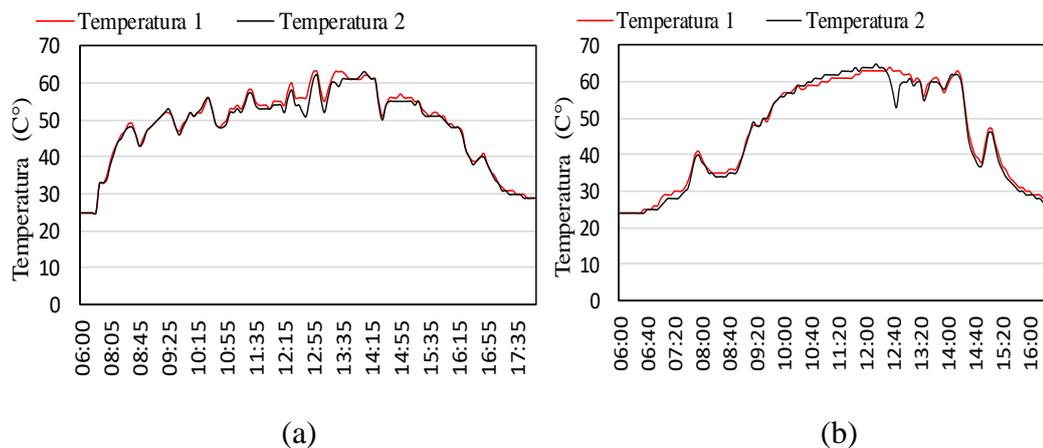
A produtividade diária para as medições iniciais, ainda antes da observação do problema relatado na Figura 4.48, pode ser visualizada na Figura 4.49, observando-se na parte superior do gráfico, os valores médios medidos da produtividade: para esse sombreamento especificamente, onde foram obtidos valores de 2,65 e 2,92 kWh/kWp, para GFV sombreado e não sombreado, respectivamente. Observa-se que não se tem grandes discrepâncias em termos de produtividade dos dois sistemas.

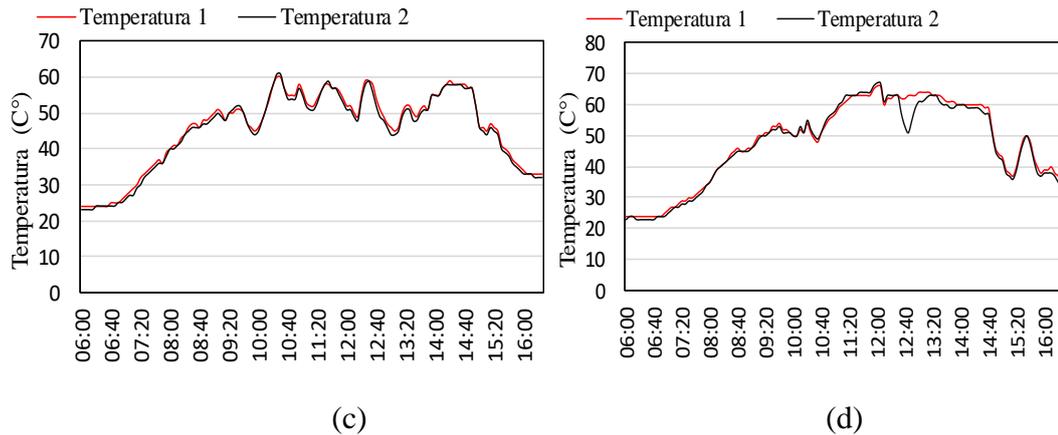
Figura 4.49 – Produtividade diária para o sombreamento de 100 % da fileira na vertical



Os valores da temperatura de costa de módulo FV são mostrados na Figura 4.50 (correspondem ao sombreamento realizado na Figura 4.47), onde as Figura 4.50 (a), (b), (c) e (d), correspondem às medições M1, M2, M3 e M4, respectivamente.

Figura 4.50 – Valores de temperatura para quadro dias: (a) medição M1, (b) medição M2, (c) medição M3 e (d) medição M4.

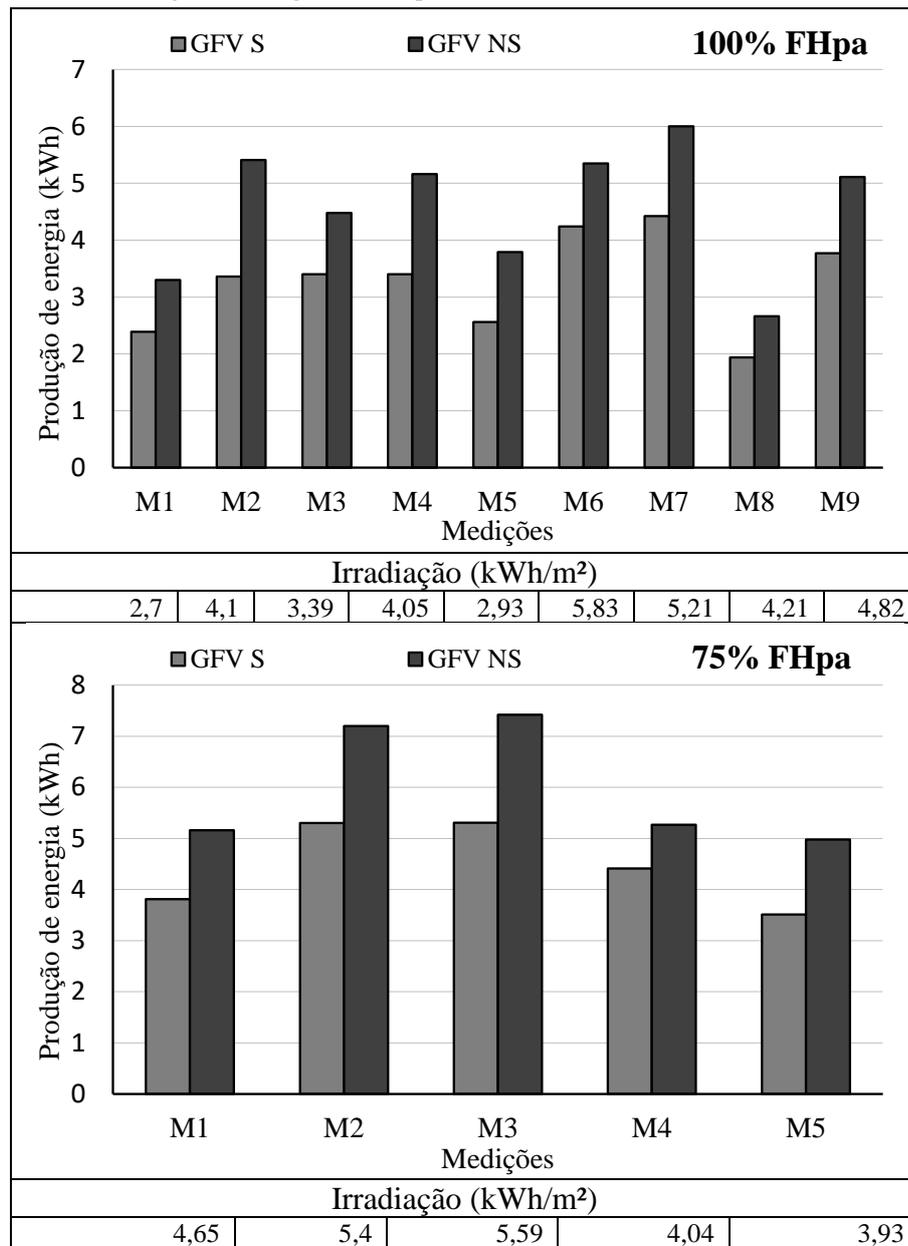




Nota-se que as curvas de temperatura estão próximas uma da outra, com ressalva para os horários entre as 12:00 e 13:00 h das Figura 4.50 (a), (b) e (d), que apresentam uma pequena diferença. Um dos problemas de se extrair informações dos GFVs baseados na temperatura de costa de módulos é o fato de se ter os sensores em duas únicas células. Por exemplo, o que na verdade são mostrados nas Figuras 4.50 (a), (b), (c) e (d) são temperaturas de duas células ao longo do dia. Nesse caso, as medidas obtidas dos sensores devem ser úteis para que se tenha uma ideia geral da temperatura que os módulos estão trabalhando. Contudo, esses valores dão um bom indicativo de que, pelo menos em termos de temperatura, os dois GFVs estão teoricamente igual penalizados.

Os sombreamentos realizados na horizontal, nas porcentagens de 100% e 75%, são mostrados na Figura 4.51, onde a diferença média entre a produção de energia do GFV não sombreado em relação ao GFV sombreado foi da ordem de 30%, para o sombreamento de 100%, com maior diferença ocorrida na medição M2 com 38%. Para a porcentagem de 75 % essa diferença foi em torno de 26 % com maior diferença na medição M3 com 28 %. Esses resultados já indicam que o GFV sombreado está operando com o problema relatado anteriormente.

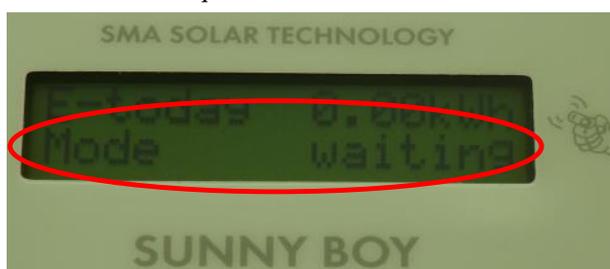
Figura 4.51 – Geração de energia elétrica para sombreamento de 100% e 75 % na horizontal.



Para o sombreamento de uma fileira na horizontal nas porcentagens de 100 % e 75 %, como mostrado na Figura 4.51, existe a hipótese dos diodos de desvio não terem atuado, restando como alternativa para a passagem da corrente, a resistência paralela do módulo FV sombreado. Caso os diodos tivessem atuado, a capacidade do GFV seria reduzida em 1/6 da potência, uma vez que um módulo FV inteiro seria eliminado. Porém, essa suposição não reflete totalmente a realidade de operação do GFV sombreado, uma vez que uma redução na capacidade de geração em termos de potência se reflete da mesma forma em termos de energia produzida.

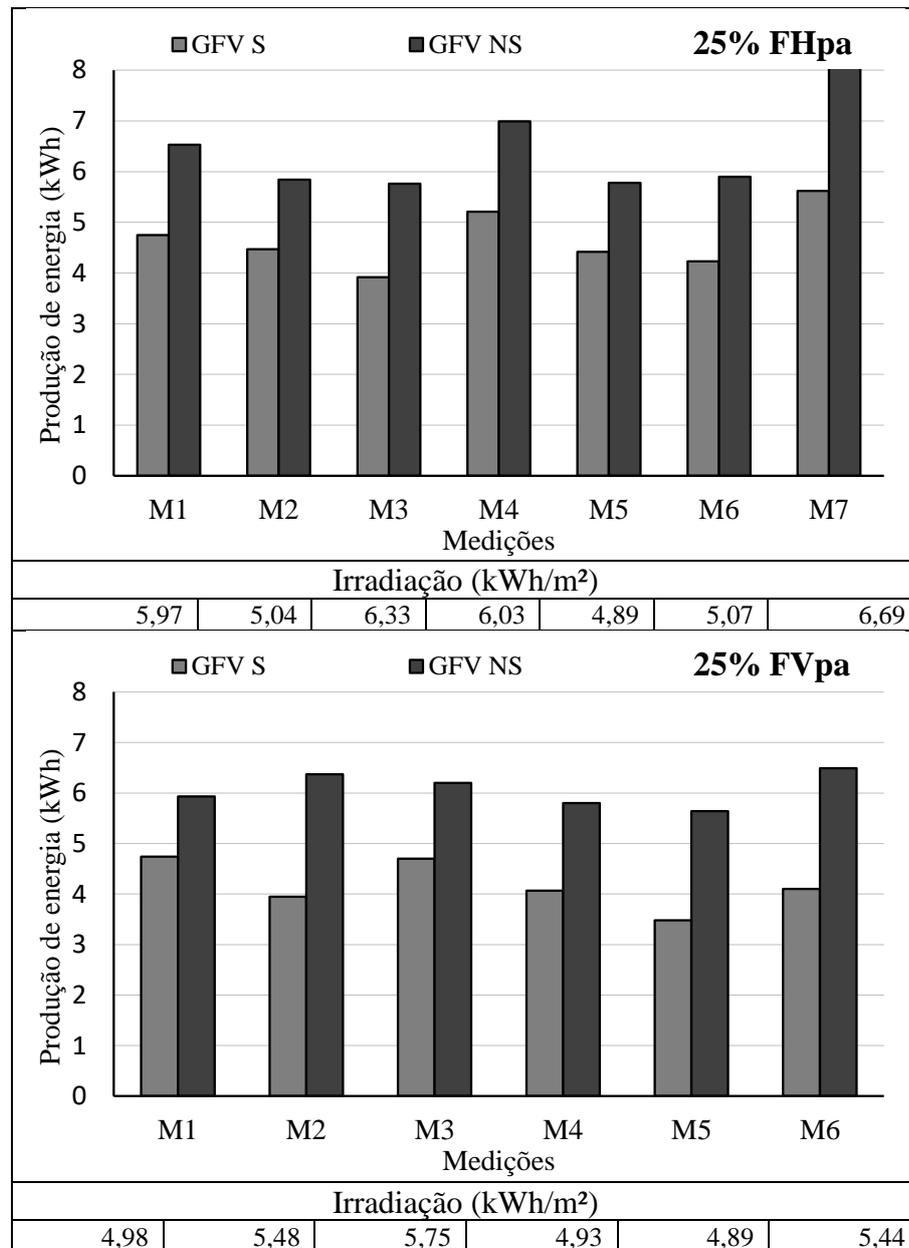
Além disso, ocorreu um evento durante as simulações de sombreamento na horizontal, que mostra que a influência do GFV sombreado não se restringiu somente a redução da potência do GFV, a ponto de o inversor não conseguir conectar com a rede em muitas ocasiões. Nessas porcentagens de sombreamento o inversor apresentava em seu visor o modo *waiting*, ver Figura 4.52, que fazia com que ele não conectasse com a rede elétrica. Em um primeiro momento não se entendia qual a causa dessa mensagem. Nesse sentido, várias ações foram tomadas, como, por exemplo, inspeção dos cabos elétricos do lado c.c. e do lado c.a, verificação das conexões, etc. Uma das ações mencionadas foi trocar os inversores, colocando o que estava operando sem sombreamento no GFV sombreado na horizontal. Porém, esse novo inversor, apresentou a mesma mensagem anterior e conseqüentemente, não havendo produção de energia. Assim foi possível concluir que o GFV sombreado estava influenciando também na partida e conexão à rede do inversor. De fato, ao retirar a tira de papelão em poucos segundos o inversor conseguia conectar-se a rede elétrica local novamente.

Figura 4.52 – Visor do inversor que estava submetido ao sombreamento na horizontal.



A diferença de energia nas porcentagens de sombreamento de 25 % tanto na horizontal como na vertical são mostrados na Figura 4.53 onde as variações foram da ordem de 30 % para ambas as posições do sombreamento. Cabe ressaltar, que, até o momento, com exceção da Figura 4.48, todos os resultados apresentados referem-se às medições globais de energia realizadas no barramento c.a. através dos medidores de energia.

Figura 4.53 – Geração de energia elétrica no barramento c.a. para sombreamento de 25 % na horizontal e na vertical.

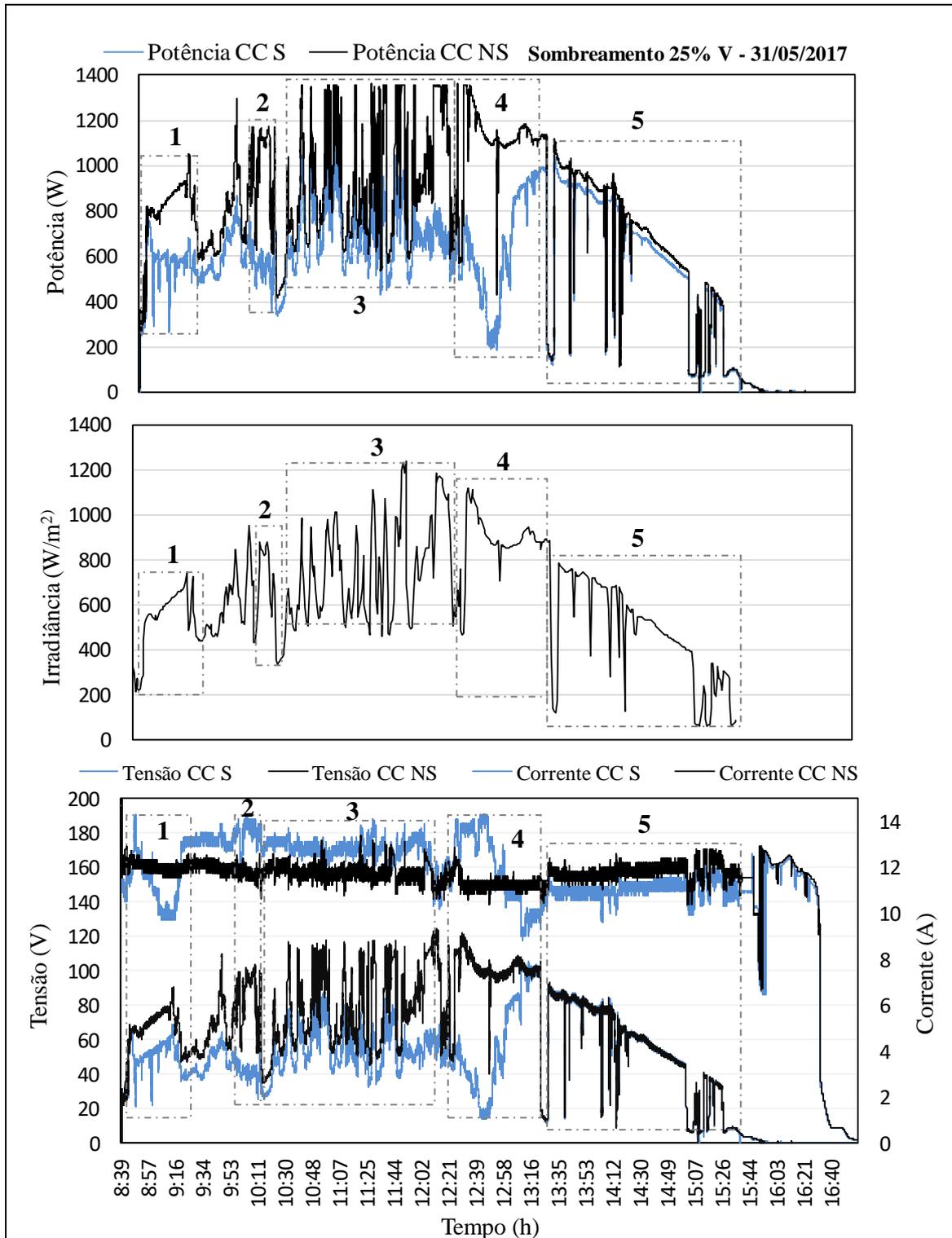


Percebe-se que nessa percentagem de sombreamento do GFV, a orientação do mesmo, horizontal ou vertical, tiveram impactos globais muito semelhantes no comportamento do subsistema com GFV sombreado, deixando muitas dúvidas com relação às elevadas percentagens de perdas.

Na tentativa de entender melhor o que estava acontecendo, lança-se mão das medições realizadas com o wattímetro, a partir das quais é possível avaliar tanto do ponto de vista do fluxo de energia quanto do ponto de vista do trabalho realizado pelo algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) do inversor. A Figura 4.54 apresenta um dia de

operação do SFCR 03, onde o sombreamento simulado no GFV corresponde a 25% de uma fileira de células na vertical de um determinado módulo FV, tal como mostrado na Figura 4.44.

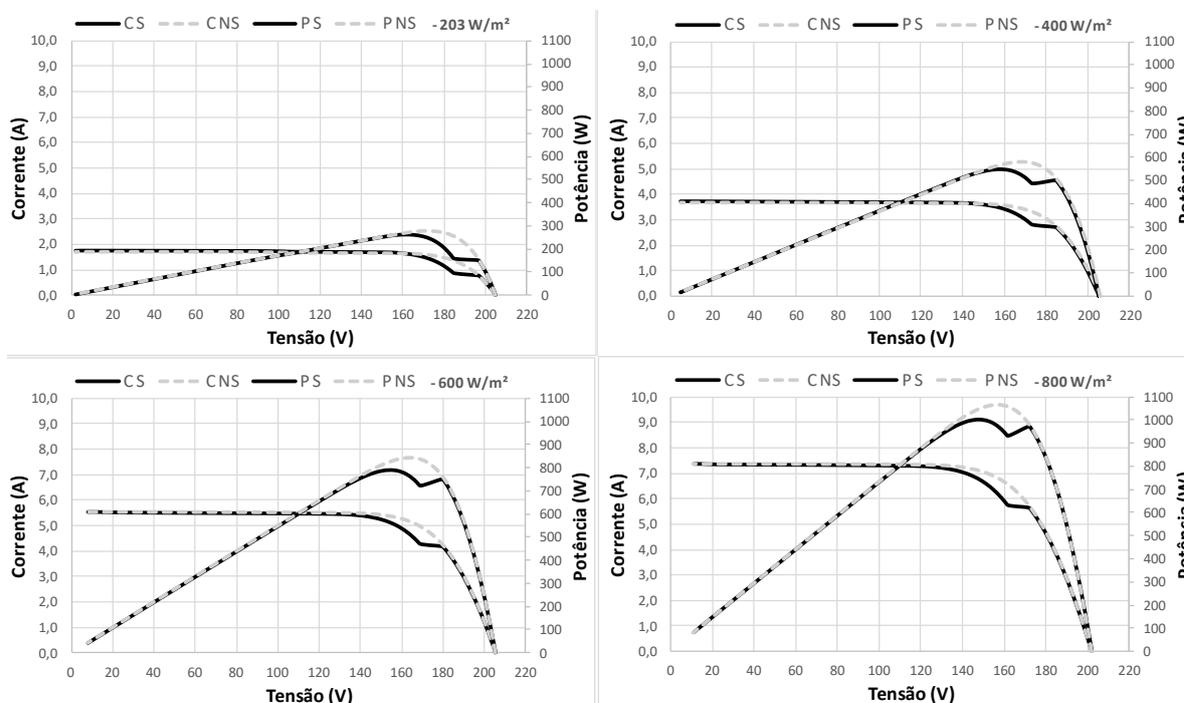
Figura 4.54 – Parâmetros elétricos e irradiância para um dia de operação dos SFCR 03: Com sombreamento de 25% de uma fileira de células na vertical (em azul) e sem sombreamento (em preto).



É possível observar nos valores de potência dos GFVs sombreados e não sombreados que estes, hora estão relativamente próximos, e hora eles se afastam significativamente, tal como pode ser visto nas regiões 1, 2, 3, 4 e 5 em destaque na Figura 4.54. Percebe-se, também, que, como esperado, a potência do GFV sombreado é sempre inferior ao do GFV não sombreado, contudo essa diferença em muitos momentos do dia é inferior a 20 W. Nota-se, ainda, que a curva de potência do GFV não sombreado segue o mesmo padrão da irradiância medida no plano do GFV, com alguma defasagem de tempo entre esses dois parâmetros, a qual pode estar associada ao conseqüente amortecimento da potência abordada no Capítulo 1, e/ou a defasagem nos sistemas de medição. Já o mesmo não se pode dizer do GFV sombreado, onde se observa variações muito mais acentuadas que as variações da irradiância, tal como pode ser observado na região 4 da Figura 4.54.

As variações na potência elétrica observadas na Figura 4.54 não podem ser totalmente compreendidas somente com base no comportamento da irradiância ao longo do dia, uma vez que esta não traduz a influência do inversor, mais especificamente de seu SPMP, na operação do GFV. Para ajudar no entendimento, lança-se mão das curvas I-V e P-V do GFV, obtidas para quatro níveis de irradiância, 200, 400, 600 e 800 W/m², tal como mostra a Figura 4.55.

Figura 4.55 – Variação do comportamento das curvas I-V e P-V do GFV trabalhando com diferentes irradiâncias com sombreamento de 25 % da fileira na vertical e sem sombreamento.



Primeiramente é importante explicar sobre os dois pontos de máximos presentes na curva P-V do GFV sombreado, onde um deles configura-se como um ponto de máximo

absoluto que, nas quatro situações de irradiância apresentadas na Figura 4.55, ocorrem num nível de tensão mais baixo. Percebe-se que as diferenças entre os pontos de máxima do GFV sombreado, para uma mesma condição de irradiância, pairam entre 50 a 110 W, sendo que o maior valor ocorre na condição de irradiância mais baixa. Já as diferenças entre os pontos de máximo do GFV não sombreado e o sombreado, novamente para uma mesma condição de irradiância, são 20, 35, 53 e 65 W em ordem crescente das irradiâncias avaliadas na Figura 4.55, respectivamente.

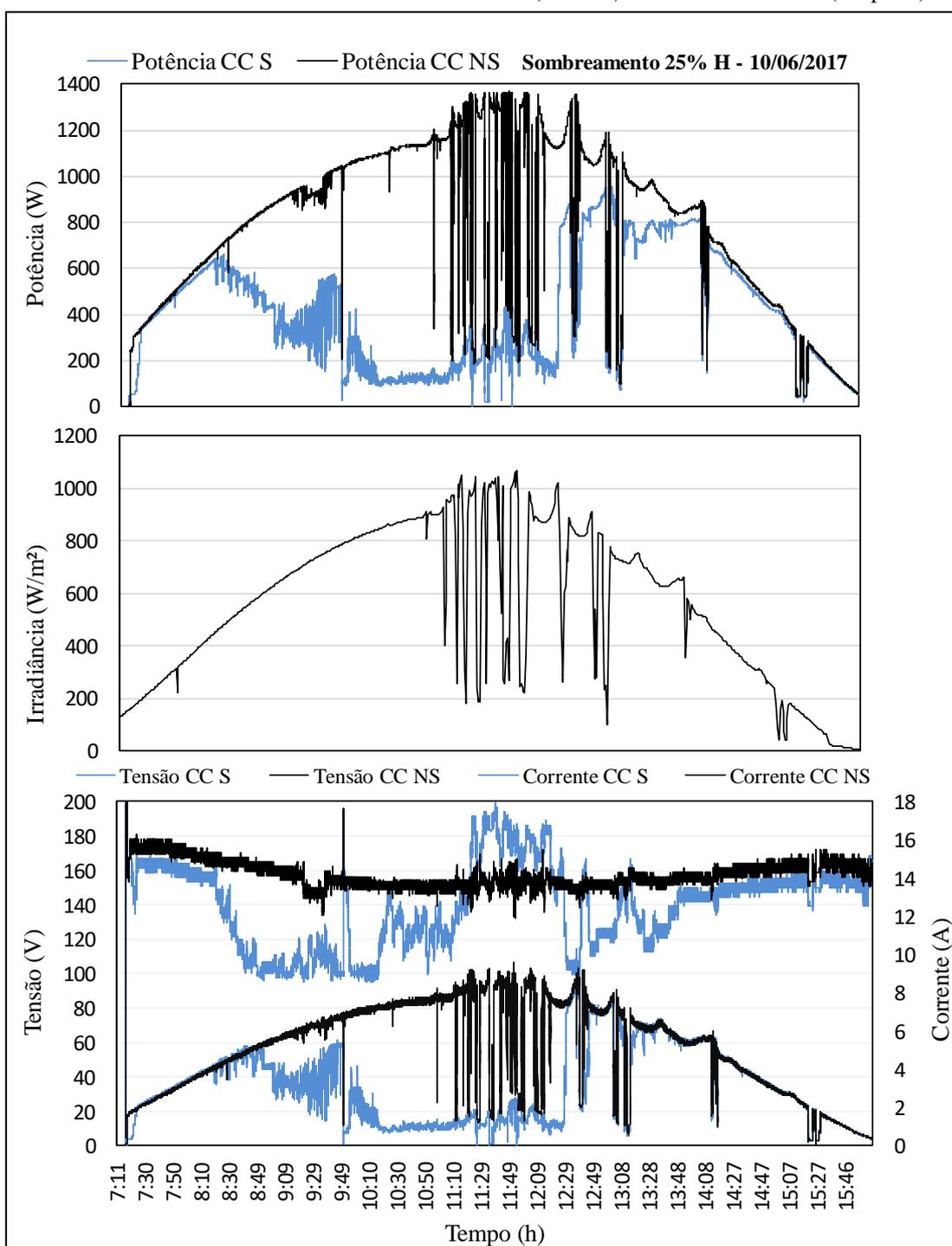
Em um segundo momento, é importante atentar que as curvas de potência indicam que, dependendo do ponto de máximo, a tensão do GFV será mais baixa (PMP absoluto) ou mais elevada (PMP local). Essa característica típica de sistemas sombreados ajuda a explicar o comportamento do GFV sombreado nas regiões 3, onde provavelmente o GFV opera no PMP local, e 5 da Figura 4.54, onde o GFV provavelmente opera num PMP absoluto. Essa hipótese é levantada, pois os valores de tensão do GFV apresentados na Figura 4.54, para as duas regiões anteriores, são compatíveis aos valores obtidos nas curvas P-V da Figura 4.55. Observa-se, ainda, que, no caso do GFV não sombreado, a tensão do GFV sofre somente a influência da variação da irradiância e da temperatura e, por esse motivo, e bem mais estável.

Por último é importante destacar que em alguns momentos, como os apresentados nas regiões 1, 2 e 4, a potência do GFV sombreado se distancia significativamente do valor de potência do GFV não sombreado, isso pode ser corroborado pelo distanciamento da tensão do GFV das tensões associadas aos PMPs absoluto e local, Figura 4.55. Isso pode estar associado a alguma deficiência do SPMP em situações onde a curva P-V tem múltiplos PMPs, demorando assim na convergência para um ponto de máximo.

Os resultados das Figuras 4.54 e 4.55 demonstram que a operação do SPMP dos inversores para conexão à rede elétrica não dependem somente de seu algoritmo, mas também da curva I-V do GFV, que é afetada quando qualquer diodo de desvio é diretamente polarizado sob circunstâncias tais como sujeira ou sombreamento. Como visto anteriormente, estas situações produzem dois pontos de máxima potência (PMPs) na curva P-V. O SPMP do inversor irá trabalhar em um dos PMPs, não necessariamente no PMP absoluto ou global. Assim, o comportamento do SPMP é fortemente influenciado pelo formato da curva I-V, sendo influenciado principalmente por dois aspectos: área coberta pela sujeira ou sombra e a zona de ativação dos diodos de desvio. Nesta situação específica, o adequado funcionamento do SPMP dependerá da localização do PMP absoluto. Contudo, os resultados mostram que há uma influência ainda maior do inversor na operação do GFV, o que força o mesmo a operar

em pontos de baixa potência das curvas P-V apresentadas, demonstrando uma deficiência ainda maior da operação desse inversor em particular. Isso pode ser confirmado na Figura 4.56, obtida para um sombreamento de 25% de uma fileira de células na horizontal. Constatase que, em um período significativo da manhã, o inversor força o GFV sombreado a operar no limite mínimo informado no catálogo do fabricante do equipamento (100 V), totalmente distante de qualquer um dos PMPs indicados na Figura 4.55.

Figura 4.56 – Parâmetros elétricos e irradiância para um dia de operação dos SFCR 03: Com sombreamento de 25% de uma fileira de células na horizontal (em azul) e sem sombreamento (em preto).



Esse desempenho ruim do GFV sombreado se repete para os demais dias de monitoramento com o wattímetro, tal como pode ser observado nos parâmetros apresentados nas Tabelas 4.11 e 4.12, com destaque para os baixos valores de eficiência do GFV sombreado com relação ao não sombreado em todas as condições de sombreamento.

Tabela 4.11 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 03: 7 primeiros dias de monitoração com o wattímetro.

	25 % V	25 % V	100 % H	100 % H	75 % H	75 % H	50 % H
	Dia 31/05	Dia 01/06	Dia 05/06	Dia 06/06	Dia 08/06	Dia 12/06	Dia 13/06
	Energia (kWh)						
E_{CCNS}	5,7	5,4	5,3	6,0	6,1	6,6	4,6
E_{CCS}	4,3	3,8	3,2	3,8	3,0	3,9	2,7
E_{CANS}	5,1	4,8	4,7	5,4	5,5	5,9	4,1
E_{CAS}	3,9	3,4	2,9	3,4	2,7	3,5	2,5
η_{INVNS} (%)	89,5	88,9	88,7	90,0	90,2	89,4	89,1
η_{INVS} (%)	90,7	89,5	90,6	89,5	90,0	89,7	92,6
Irradiação (kWh/m²)	5,3	4,5	4,5	5,1	5,4	5,9	3,4
Y_R (h)	5,3	4,5	4,5	5,1	5,4	5,9	3,4
Y_{ANS} (kWh/kWp)	3,8	3,6	3,5	4,0	4,1	4,4	3,1
Y_{AS} (kWh/kWp)	2,9	2,5	2,1	2,5	2,0	2,6	1,8
LC_{NS} (%Y_R)	28,7	20,4	22,2	21,7	24,1	25,0	9,8
LC_S (%Y_R)	46,2	44,0	53,0	50,4	62,7	55,7	47,1
YF_{NS} (kWh/kWp)	3,4	3,2	3,1	3,6	3,7	3,9	2,7
YF_S (kWh/kWp)	2,6	2,3	1,9	2,3	1,8	2,3	1,7
PR_{NS} (%)	63,8	70,8	69,0	70,5	68,4	67,0	80,4
PR_S (%)	53,8	56,0	47,0	49,6	37,3	44,3	52,9
η_{GFVNS} (%)	10,8	12,1	11,8	11,9	11,5	11,4	13,7
η_{GFVS} (%)	8,2	8,5	7,1	7,5	5,7	6,7	8,0
FIS	35,4	42,7	23,9	29,6	41,0	33,0	49,9

Tabela 4. 12 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 03: 7 últimos dias de monitoração com o wattmetro.

	25 %H	25 % H	100 % V	75 % V	50 % V	50 % V	25 % H
	Dia 19/06	Dia 20/06	Dia 23/06	Dia 27/06	Dia 04/07	Dia 05/07	Dia 10/07
	Energia (kWh)						
E_{CCNS}	6,9	4,4	6,0	5,2	4,9	5,8	6,9
E_{CCS}	4,0	2,1	3,3	2,8	1,9	2,8	3,6
E_{CANS}	6,2	3,9	5,3	4,7	4,3	5,2	6,2
E_{CAS}	3,6	1,9	3,0	2,5	1,7	2,5	3,2
η_{INVNS} (%)	89,9	88,6	88,3	90,4	87,8	89,7	89,9
η_{INVS} (%)	90,0	90,5	90,9	89,3	89,5	89,3	88,9
Irradiação (kWh/m²)	5,97	4,9	5,4	4,8	4,5	4,9	5,9
Y_R (h)	6,0	4,9	5,4	4,8	4,5	4,9	5,9
Y_{ANS} (kWh/kWp)	4,6	2,9	4,0	3,5	3,3	3,9	4,6
Y_{AS} (kWh/kWp)	2,7	1,4	2,2	1,9	1,3	1,9	2,4
LC_{NS} (%Y_R)	22,9	40,0	25,2	27,9	27,4	21,2	22,0
LC_S (%Y_R)	55,3	71,4	58,9	61,2	71,9	62,0	59,3
YF_{NS} (kWh/kWp)	4,1	2,6	3,5	3,1	2,9	3,5	4,1
YF_S (kWh/kWp)	2,4	1,3	2,0	1,7	1,1	1,7	2,1
PR_{NS} (%)	69,2	53,2	66,0	65,1	63,7	70,6	70,1
PR_S (%)	44,7	28,6	41,1	38,8	28,1	38,0	40,7
η_{GFVNS} (%)	11,7	13,1	11,4	10,9	11,0	12,0	11,8
η_{GFVS} (%)	6,8	6,3	6,2	5,9	4,3	5,8	6,2
FIS	101,7	126,5	36,3	22,2	44,1	37,2	115,7

Com base nos resultados das Tabelas 4.11 e 4.12, não se pode afirmar qual dos tipos de sombreamento é o mais ou menos crítico, pois a influência do inversor na operação do GFV sobressai a qualquer tipo de influência dos sombreamentos.

4.4 SFCR 04

Como detalhado no Capítulo 3, esse sistema é constituído de um GFV de 3,18 kWp, composto por 12 módulos de 265 Wp cada, interligados ao inversor por meio de conversores c.c.-c.c., individualizados por módulo FV, e cuja as saídas estão interconectadas em série, e um estágio de conversão c.c.-c.a. de 2,2 kW.

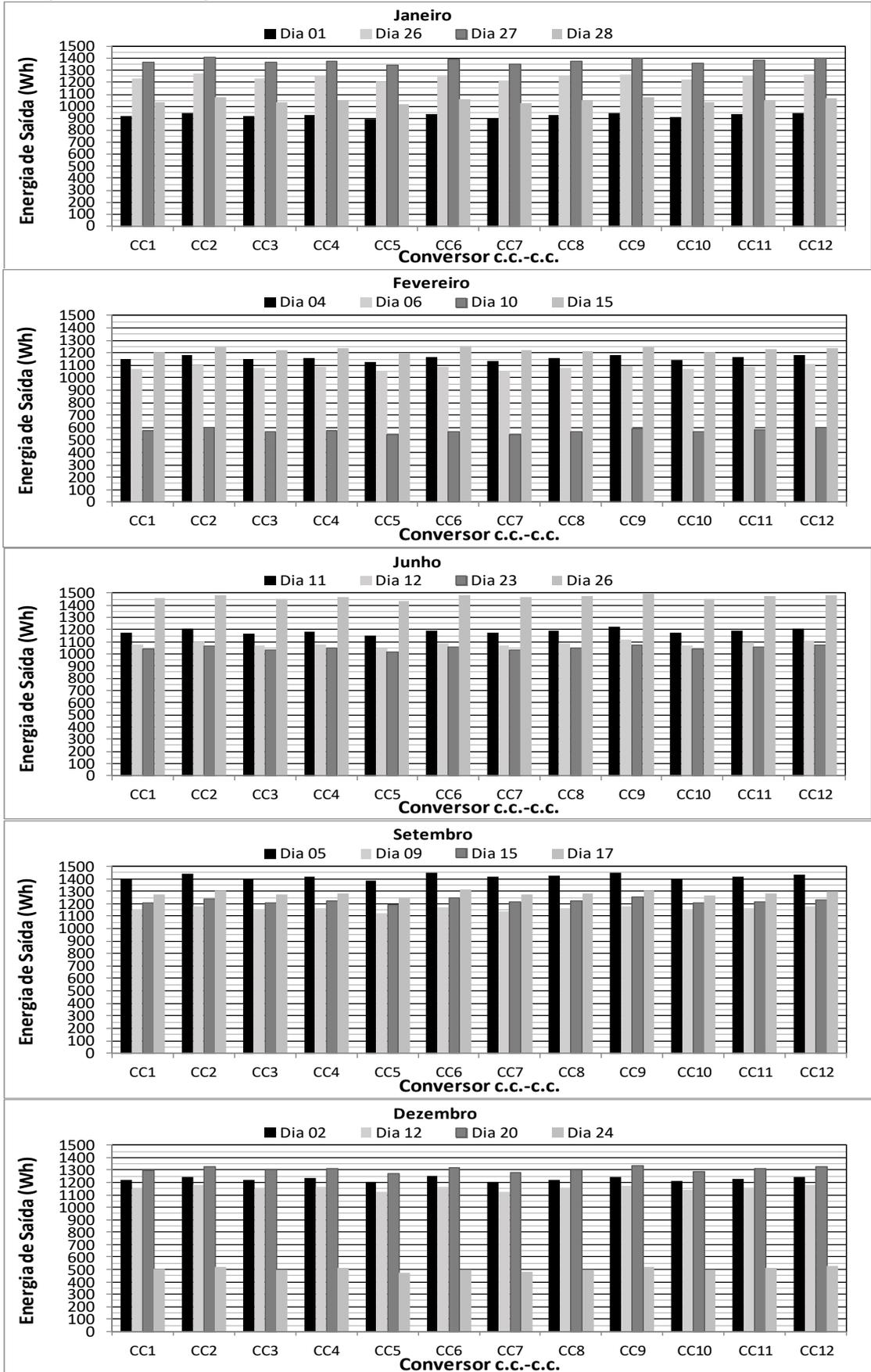
4.4.1 Operação Normal

As análises realizadas no SFCR 04 se restringem a avaliações pontuais no que se refere ao desempenho do mesmo quando o GFV é submetido a determinadas condições de sombreamento, tais como as descritas no Capítulo 2. Uma das vantagens de se realizar a simulação de sombreamento é a de reproduzir condições diferentes daquelas que ocorrem nas primeiras horas da manhã e nas últimas horas da tarde, tal como visto no estudo de caso do SFCR 02.

Inicialmente, para ter uma ideia da operação do SFCR 04 sem a influência de sombreamento, apresentam-se os dados referentes a quatro dias de operação correspondentes aos meses de janeiro, fevereiro, junho (2017), setembro e dezembro (2016). Procurou-se explorar amostras de dias bastante nublados assim como dias ensolarados ou parcialmente ensolarados.

A Figura 4.57 destaca os dados extraídos de quatro dias de operação do SFCR 04, referente aos cinco meses do ano mencionados anteriormente. Como já comentado, esses dados foram obtidos sem a simulação de nenhum tipo de sombreamento, e, portanto deve refletir uma operação mais ou menos uniforme para todos os conversores c.c.- c.c.. A abreviação CC na Figura 4.57 refere-se a conversor c.c.- c.c., e os sub índices de 1 a 12 indicam a posição do conversor no arranjo do GFV. Pode-se observar que nos dias 01 e 27 de janeiro, os valores extraídos dos módulos FV por cada conversor c.c.- c.c. estiveram, em quase sua totalidade, entre 900 a 950 Wh e 1350 a 1400 Wh diários, respectivamente.

Figura 4.57 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV livre de sombreamentos, para 4 dias dos meses de: janeiro, fevereiro, junho, setembro e dezembro.



No mês de fevereiro, o pior e o melhor dia de produção de eletricidade para os conversores ficaram na faixa entre 550 e 600 Wh e 1200 e 1250 Wh, respectivamente. Comparando este mês com os meses de junho e setembro, é possível notar que a produção de eletricidade melhora sensivelmente ultrapassando, valores da ordem de 1450 Wh diários. É importante destacar, que, em todos os dias avaliados, a energia de saída dos conversores estiveram relativamente próximas, estando, na maioria dos casos, dentro de uma faixa restrita, cuja a diferença máxima entre as produções dos conversores, para um mesmo dia de operação, não ultrapassou o valor de 50 Wh. Isso demonstra uma certa uniformidade nas contribuições de cada conversor, na ausência de sombreamento.

As Tabelas 4.13, 4.14 e 4.15 resumem, para cada um dos quatro dias correspondentes a cada um dos meses avaliados, os principais parâmetros de desempenho do SFCR 04. Os parâmetros E_{CCi} e E_{CC} correspondem ao somatório das energias na entrada e na saída de todos os conversores c.c.- c.c. que constituem o GFV, respectivamente. Por outro lado, o parâmetro E_{CCi_Teo} corresponde a energia que teoricamente seria disponibilizada pelo GFV na máxima potência livre de qualquer tipo de sombreamento. Esse parâmetro é obtido com base nos dados de temperatura da célula e irradiação no plano do GFV, utilizando-se a Equação 2.9.

Constata-se, a partir dos resultados que a eficiência média diária dos conversores c.c.- c.c. (η_{CC}) assume valores que estão entre 95,5 e 97,0 %. Cabe frisar aqui, que essa é a eficiência calculada para todo o conjunto dos 12 conversores que constituem o SFCR 04, e que valores instantâneos e individualizados para este dispositivo podem alcançar os 99% de eficiência, tal como demonstrado em Teles (2017).

Destaca-se ainda a eficiência do conjunto ($\eta_{(SPMP+CC+INV)}$), que inclui a estimativa das perdas devido ao SPMP. Obtida pela relação entre a energia na saída do inversor (E_{CA}) e a energia que teoricamente, calculada para a máxima potência (E_{CCi_Teo}), esse parâmetro dá uma ideia das perdas envolvidas entre o GFV e o barramento c.a. da rede elétrica local, alcançando-se um valor da ordem de 14% no dia 09 de setembro.

Os dados associados as perdas por captura (L_C) do GFV originaram um valor médio da ordem de 16%, estando os valores diários variando entre 13 a 19%, de acordo com os dias e meses analisados. Esses valores podem ser considerados relativamente baixos, uma vez que essas perdas costumam superar os 20%.

Tabela 4.13 - Dias de operação sem sombreamento para o SFCR 04: janeiro e fevereiro.

Parâmetro	Janeiro			
	Dia 01	Dia 26	Dia 27	Dia 28
E_{CCi_Teo} (Wh)	11.889	15.604	17.305	13.787
E_{CCi} (Wh)	11.586	15.553	17.257	13.156
E_{CC} (Wh)	11.109	14.912	16.536	12.571
E_{CA} (Wh)	10.409	14.076	16.124	12.138
η_{CC} (%)	95,9	95,9	95,8	95,5
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	97,5	99,67	99,72	95,43
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	93,4	95,56	95,56	91,18
η_{INV} (%)	93,7	94,39	97,51	96,56
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	87,6	90,20	93,18	88,04
Y_R (h)	4,41	5,75	6,45	5,16
η_{GFV} (%)	13,4	13,8	13,6	13,0
Y_A (kWh/kWp)	3,7	5,0	5,5	4,2
L_C (% Y_R)	16,1	13,6	14,6	18,9
Y_F (kWh/kWp)	3,5	4,7	5,4	4,0
PR (%)	78,6	81,5	83,3	78,4
Parâmetro	Fevereiro			
	Dia 04	Dia 06	Dia 10	Dia 15
E_{CCi_Teo} (Wh)	15.019	13.827	7.422	15.537
E_{CCi} (Wh)	14.524	13.466	7.085	15.327
E_{CC} (Wh)	13.891	12.964	6.867	14.712
E_{CA} (Wh)	13.763	12.726,08	6.744,88	14.086,79
η_{CC} (%)	95,6	96,3	96,9	96,0
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	96,7	97,4	95,5	98,6
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	92,5	93,8	92,5	94,7
η_{INV} (%)	99,1	98,2	98,2	95,8
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	91,6	92,0	90,9	90,7
Y_R (h)	5,6	5,1	2,6	5,8
η_{GFV} (%)	13,2	13,5	13,7	13,6
Y_A (kWh/kWp)	4,6	4,3	2,3	4,9
L_C (% Y_R)	17,64	15,18	13,15	14,77
Y_F (kWh/kWp)	4,59	4,24	2,25	4,69
PR (%)	81,61	83,26	85,30	81,61

A eficiência média de conversão do GFV foi 13,4 %, refletindo um bom desempenho do GFV, uma vez que a eficiência de um único módulo na STC é de 15,9 %. Vale ressaltar que a eficiência nominal de 15,9 % é obtida para uma única condição, o que não reflete as inúmeras condições de operação as quais um GFV de fato é submetido, além de outras perdas oriundas da associação dos módulos para compor o GFV. O bom desempenho do sistema como um todo se reflete nos valores de produtividade (Y_F) e desempenho global (PR), cujos os valores médios obtidos são de 4,4 e 81 %, respectivamente, valores bem interessantes para a região amazônica.

Tabela 4.14 - Dias de operação de sem sombreamento para o SFCR 04: junho e setembro.

Parâmetro	Junho			
	Dia 11	Dia 12	Dia 23	Dia 26
E_{CCi_Teo} (Wh)	14.907	13.938	13.485	18.910
E_{CCi} (Wh)	14.815	13.556	13.096	18.424
E_{CC} (Wh)	14.217	12.985	12.588	17.638
E_{CA} (Wh)	13.549	12.348	12.116	17.074
η_{CC} (%)	96,0	95,8	96,1	95,7
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	99,4	97,3	97,1	97,4
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	95,4	93,2	93,3	93,3
η_{INV} (%)	95,3	95,1	96,3	96,8
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	90,9	88,6	89,8	90,3
Y_R (h)	5,5	5,2	5,0	7,1
η_{GFV} (%)	13,6	13,3	13,4	13,3
Y_A (kWh/kWp)	4,7	4,3	4,2	5,9
L_C (% Y_R)	14,5	16,7	15,5	16,8
YF (kWh/kWp)	4,5	4,1	4,0	5,7
PR (%)	81,5	79,2	81,3	80,6
Parâmetro	Setembro			
	Dia 05	Dia 09	Dia 15	Dia 17
E_{CCi_Teo} (Wh)	18.430	15.361	15.914	16.690
E_{CCi} (Wh)	17.774	14.464	15.274	16.039
E_{CC} (Wh)	17.029	13.904	14.659	15.389
E_{CA} (Wh)	16.314	13.213	14.141	14.904
η_{CC} (%)	95,8	96,1	96,0	95,9
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	96,4	94,2	96,0	96,1
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	92,4	90,5	92,1	92,2
η_{INV} (%)	95,8	95,0	96,5	96,9
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	88,5	86,0	88,9	89,3
Y_R (h)	6,9	5,7	5,9	6,2
η_{GFV} (%)	13,2	13,0	13,2	13,3
Y_A (kWh/kWp)	5,7	4,6	4,9	5,1
L_C (% Y_R)	17,6	18,2	17,3	16,7
YF (kWh/kWp)	5,4	4,4	4,7	5,0
PR (%)	78,9	77,7	79,8	80,7

Tabela 4.15 - Dias de operação sem sombreamento para o SFCR 04: dezembro.

Parâmetro	Dezembro			
	Dia 02	Dia 12	Dia 20	Dia 24
E_{CCi_Teo} (Wh)	15.973	14.509	16.728	6.683
E_{CCi} (Wh)	15.336	14.451	16.355	6.219
E_{CC} (Wh)	14.736	13.864	15.687	6.034
E_{CA} (Wh)	14.248	13.221	15.101	5.958
η_{CC} (%)	96,1	95,9	95,9	97,0
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	96,0	99,6	97,8	93,0
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	92,3	95,6	93,8	90,3
η_{INV} (%)	96,7	95,4	96,3	98,8
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	89,2	91,1	90,3	89,2
Y_R (h)	5,9	5,3	6,2	2,4
η_{GFV} (%)	13,2	13,8	13,5	13,3
Y_A (kWh/kWp)	4,9	4,6	5,2	2,0
L_C (% Y_R)	17,1	13,5	15,6	15,4
YF (kWh/kWp)	4,7	4,4	5,0	2,0
PR (%)	80,1	82,4	81,2	83,5

4.4.2 Tipos de Sombreamento Realizados

As simulações de sombreamento foram realizadas entre os meses de maio a julho de 2017. Uma das primeiras simulações foi realizada com anteparo feito de papelão, tal como descrito no Capítulo 2. A Figura 4.58 mostra uma das simulações realizadas, considerando-se um sombreamento 50 % da área das células numa fileira na vertical do módulo FV. Neste mesmo formato, também foram realizados sombreamentos com 25, 75 e 100%.

Figura 4.58 – Sombreamento realizado no SFCR 04: - 50% da área das células numa fileira na vertical.



Como pode ser observado na Figura 4.58, um módulo FV foi submetido ao sombreamento e o outro adjacente não. Assim, tal como intitulado para os conversores na Figura 4.57, tem-se a mesma nomenclatura no ambiente virtual⁴ para os referidos conversores. O conversor CC1, por exemplo, que corresponde ao módulo da esquerda, parte superior da Figura 4.58, não está sombreado. Isso pode ser percebido pela tonalidade mais clara, além da diferença na energia produzida em relação aos conversores CC2 e CC12, que possuem uma tonalidade mais escura, indicando a baixa produção de energia. Essa estratégia foi usada na tentativa de se identificar as diferenças significativas na operação entre os módulos FV sombreados e não sombreados

Nas simulações realizadas com 100% da área de uma fileira de células na horizontal, observada na Figura 4.59, percebe-se que os tons dos conversores ligados aos módulos FV sombreados ficam bem mais escuros (conversores CC2, CC4, CC6, CC12, CC12, CC10 e CC8), indicando um desempenho muito ruim, chegando a situações de não haver registros de energia produzida (conversores CC6 e CC10). Nesse caso, ainda que não haja registro da energia produzida em algumas conversores, é importante perceber que isso não impediu que os demais conversores continuassem operando, embora não se saiba até que ponto parte da geração dos demais módulos FV em situação normal possa ter sido, ou não, comprometida.

Figura 4.59 – Sombreamento realizado no SFCR 04: - 100% da área das células numa fileira na horizontal.



⁴A monitoração do SFCR 04 foi descrita com detalhes em Teles (2017), dissertação intitulada “Avaliação Operacional das Diferentes Arquiteturas de Interligação de Geradores Fotovoltaicos à Rede Elétrica”.

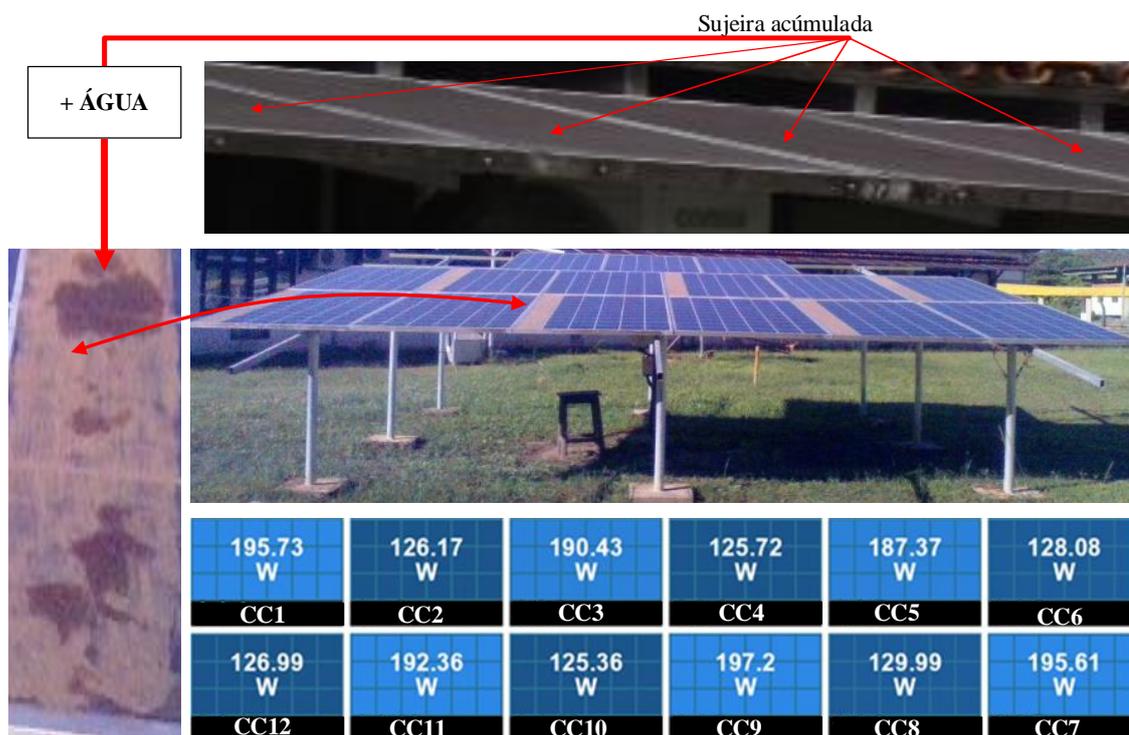
Na realização dos sombreamentos com folhas caídas sobre uma das células do módulo FV, tal como mostra a Figura 4.60, os tons do ambiente virtual (parte inferior da figura) ficam praticamente nas mesmas cores, sendo seu efeito mais perceptível nos conversores CC10 e CC8, devido a um desempenho ligeiramente inferior. Nesse caso, a área sombreada é muito menor que as mostradas anteriormente. Além disso, com o aumento da temperatura ao longo do dia, as folhas vão ficando mais secas, e isso faz com que elas contraíam suas bordas, tendendo a uma forma mais curva, tudo isso faz com que diminua sua área e, conseqüentemente, a área sombreada.

Figura 4.60 – Sombreamento realizado no SFCR 04: Folhas sobre células dos módulos FV.



Por último, no sombreamento realizado com a sujeira retirada dos módulos desativados, um fato importante chama atenção, a coloração da sujeira, que se apresentou de duas cores distintas. No primeiro momento foi uma cor bastante escura, observada ao removê-la dos módulos vistos na parte superior da Figura 4.61. Logo depois, foi adicionada água para distribuí-la, tal como mostra a parte inferior da Figura 4.61. Entretanto, o fato de se ter adicionado água não mudaria a tonalidade da sujeira, como é observado na superfície dos módulos FV que foi distribuído com 100% da área de uma fileira de célula na vertical, Figura 4.61.

Figura 4.61 – Sombreamento realizado com sujeira extraída de módulos FV instalados na fachada do GEDAE.



4.4.3 Resultados dos Sombreamentos Realizados

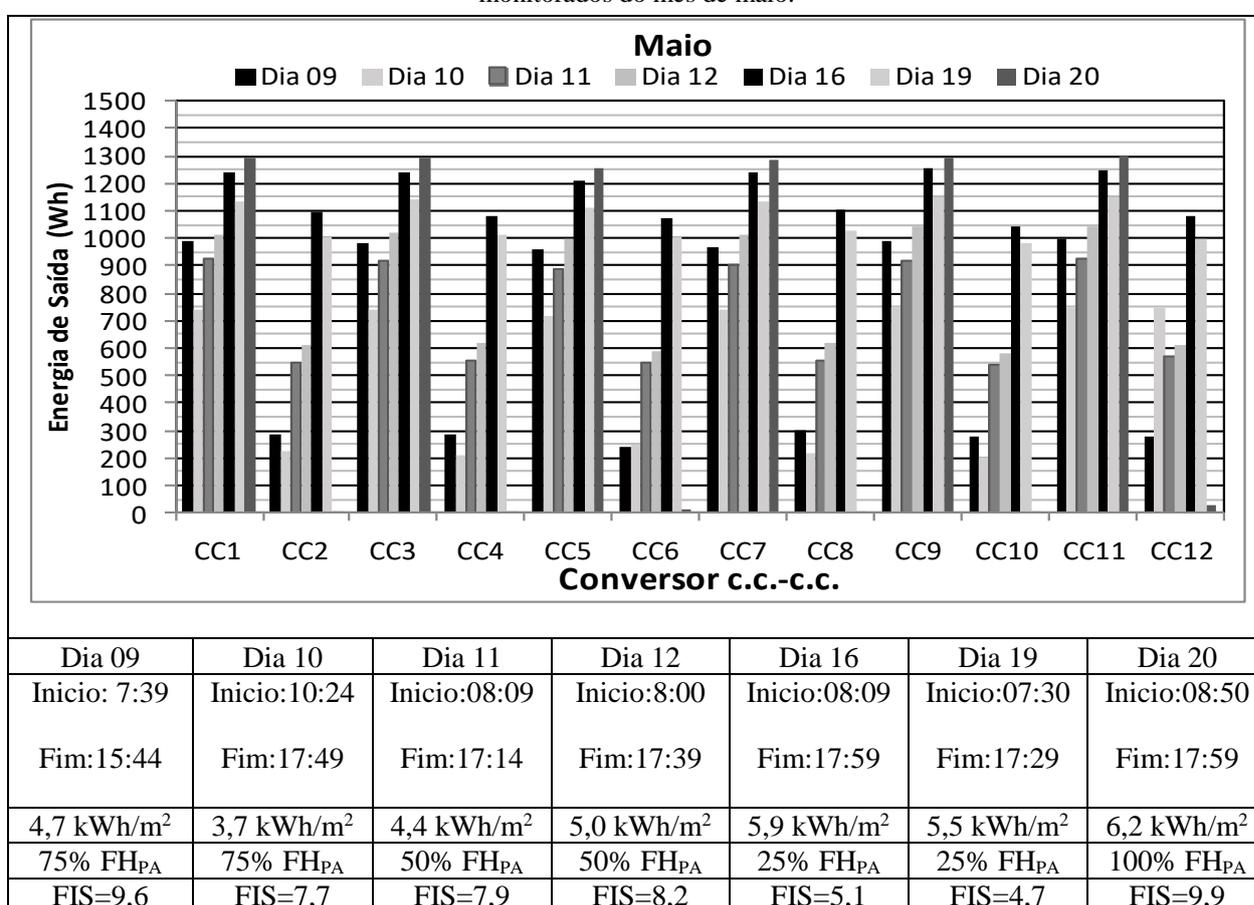
Definidos os tipos de sombreamento a serem empregados, o passo seguinte consistiu basicamente, na implementação destes e no monitoramento diário das diversas partes que compõem o SFCR 04. Os resultados obtidos são apresentados na forma de análises diárias durante os meses de maio, junho e julho. Para facilitar o processo de análise dos dados, foram identificados os horários de início e fim de operação do SFCR 04, bem como a irradiação incidente no plano do GFV (restrita ao período de funcionamento do mesmo) e o tipo de sombreamento empregado cada dia. As Figuras 4.62 e 4.63, juntamente com as Tabelas 4.16 e 4.17, resumem os resultados obtidos para os dias simulados durante o mês de maio.

Como nos primeiros sete dias de maio o sombreamento se dá com um papelão opaco nas fileiras de células na horizontal, o impacto da sombra tende a ser bem mais significativo do que a área sombreada sugere, uma vez que todos os blocos contendo diodos de desvio possuem células sendo sombreadas. Isso pode ser identificado pelos valores do FIS obtidos⁵,

⁵Para se calcular o Fator de Impacto da Sombra (FIS) adaptou-se a Equação 2.8 apresentada no Capítulo 2 para os valores de energia diários obtidos.

os quais assumem valores variando entre 5 a 10. Isso significa que os sombreamentos implementados nos sete primeiros dias experimentais de maio causam uma redução de potência de 4,5 a 10 vezes o valor percentual que as respectivas áreas sombreadas sugerem. Percebe-se que os valores do FIS diminuem significativamente quando o sombreamento se dá na vertical, fato este constatado com base nos valores apresentados na Figura 4.62, onde valores de FIS entre 1,5 e 4 foram obtidos. Os valores significativamente diferentes de FIS, obtidos para um mesmo grau e tipo de sombreamento nos diferentes dias avaliados, podem ser explicado pelos diferentes horários de início e fim de operação, perfil da radiação solar incidente e fatores associados à sujeira não uniforme sobre o GFV, dentre outros.

Figura 4.62 – Energia na saída de cada conversor c.c.-c.c., com o GFV sombreado, para os 7 primeiros dias monitorados do mês de maio.

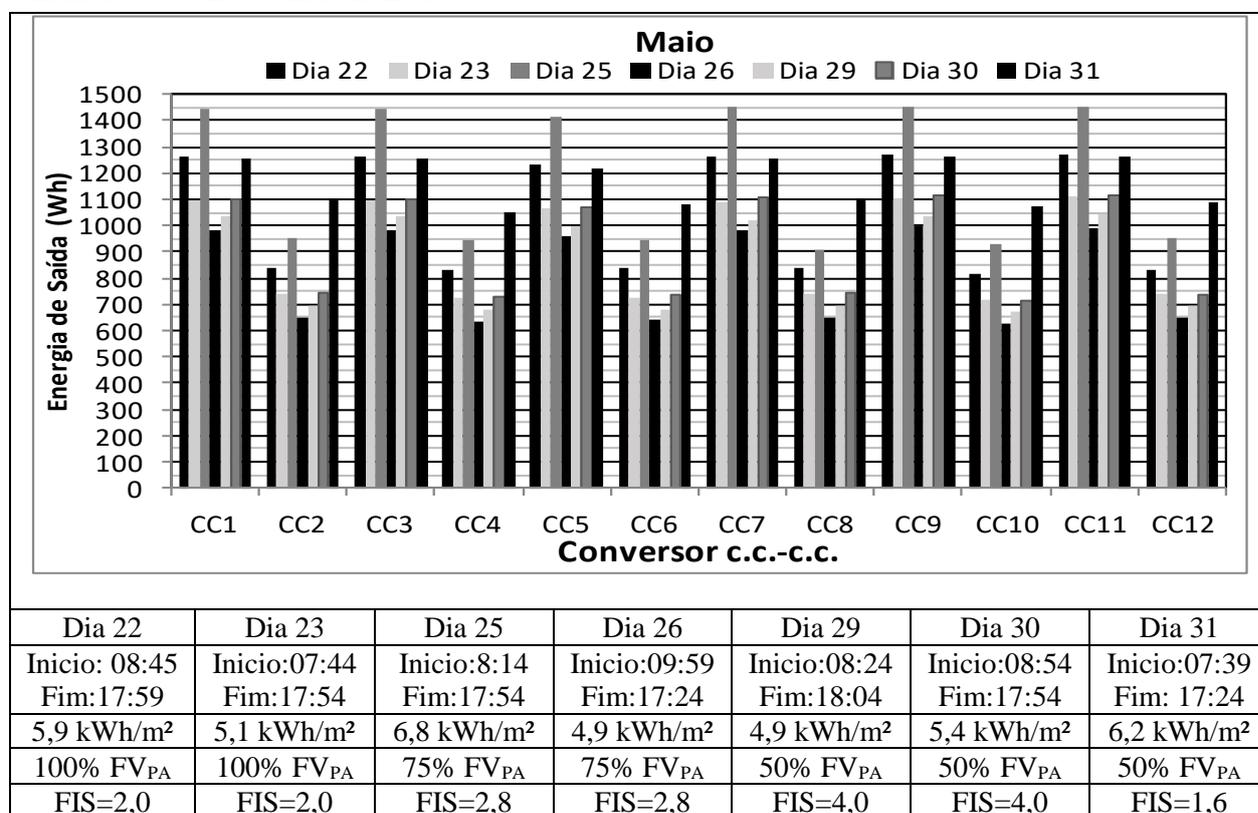


Nota: A abreviação FH_{PA} indica que o sombreamento no módulo FV foi realizado com papelão na fileira de células na horizontal.

Tabela 4.16 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: maio (Figura 4.62).

Parâmetro	Maio						
	Dia 09	Dia 10	Dia 11	Dia 12	Dia 16	Dia 19	Dia 20
E_{CCi_Teo} (Wh)	12.597	9.885	11.888	13.457	15.599	14.941	16.437
E_{CCi} (Wh)	7.840	6.568	9.119	10.151	14.539	13.379	8.127
E_{CC} (Wh)	7.543	6.294	8.788	9.760	13.912	12.854	7.762
E_{CA} (Wh)	7.218	6.038	8434	9.164	13.338	12.247	7.281
η_{CC} (%)	96,2	95,8	96,4	96,1	95,7	96,1	95,5
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	62,2	66,4	76,7	75,4	93,2	89,5	49,4
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	59,9	63,7	73,9	72,5	89,2	86,0	47,2
η_{INV} (%)	95,7	95,9	96,0	93,9	95,9	95,3	93,8
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	57,3	61,1	70,9	68,1	85,5	82,0	44,3
Y_R (h)	4,7	3,7	4,4	5,0	5,9	5,5	6,2
η_{GFV} (%)	8,5	9,1	10,6	10,3	12,6	12,3	6,7
Y_A (kWh/kWp)	2,5	2,1	2,9	3,3	4,6	4,3	2,6
L_C (% Y_R)	46,5	43,3	33,3	35,0	21,1	22,6	58,1
Y_F (kWh/kWp)	2,4	2,0	2,8	3,1	4,4	4,1	2,4
PR (%)	51,2	54,4	64,0	61,0	75,7	73,7	39,3
Hor_{aI} (h)	7:39	10:24	08:09	8:00	08:09	07:30	08:50
Hor_{aF} (h)	15:44	17:49	17:14	17:39	17:59	17:29	17:59
Sombreamento	75% FH _{PA}	75% FH _{PA}	50% FH _{PA}	50% FH _{PA}	25% FH _{PA}	25% FH _{PA}	100% FH _{PA}

Figura 4.63 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os sete últimos dias monitorados do mês de maio monitorados.



Nota: A abreviação FV_{PA} indica que o sombreamento no módulo FV foi realizado com papelão na fileira de células na vertical.

Tabela 4.17 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: maio (Figura 4.63).

Parâmetro	Maio						
	Dia 22	Dia 23	Dia 25	Dia 26	Dia 29	Dia 30	Dia 31
E_{CCi_Teo} (Wh)	15.798	13.924	18.149	12.957	13.281	14.332	16.410
E_{CCi} (Wh)	13.064	11.351	14.871	10.169	10.677	11.474	14.568
E_{CC} (Wh)	12.538	10.934	14.278	9.742	10.274	10.990	13.990
E_{CA} (Wh)	12.199	10.665	13.781	9.405	10.034	10.556	13.634
η_{CC} (%)	96,0	96,3	96,0	95,8	96,2	95,8	96,0
η_{SPMPcc_i} (%)	82,7	81,5	81,9	78,5	80,4	80,1	88,8
η_{SPMPcc} (%)	79,4	78,5	78,7	75,2	77,4	76,7	85,3
η_{INV} (%)	97,3	97,5	96,5	96,5	97,7	96,0	97,5
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	77,2	76,6	75,9	72,6	75,5	73,6	83,1
Y_R (h)	5,9	5,1	6,8	4,9	4,9	5,4	6,2
η_{GFV} (%)	11,3	11,3	11,1	10,6	11,0	10,9	11,9
Y_A (kWh/kWp)	4,2	3,6	4,8	3,2	3,4	3,7	4,7
L_C (% Y_R)	29,2	29,0	30,3	33,9	30,6	32,1	25,0
YF (kWh/kWp)	4,1	3,6	4,6	3,1	3,3	3,5	4,5
PR (%)	68,8	69,3	67,3	63,8	67,8	65,3	73,1
$Hora_I$ (h)	08:45	7:44	08:14	09:59	08:24	08:54	07:39
$Hora_F$ (h)	17:59	17:54	17:54	17:24	18:04	17:54	17:24
Sombreamento	100%	100%	75%	75%	50%	50%	50%
	FV_{PA}						

Observando os dados das Tabelas 4.16 e 4.17, é possível notar que, com exceção da eficiência de conversão c.c.- c.c. (η_{CC}) e c.c.- c.a. (η_{INV}), todos os demais parâmetros foram significativamente impactados pelas situações de sombreamento simuladas, quando comparados aos valores obtidos pelo sistema nas situações isentas de sombreamento (Tabelas 4.13 a 4.15), destacando-se os valores de PR , que caem de algo entorno de 80% (situação sem sombreamento), para valores que variam entre 39 a 75%.

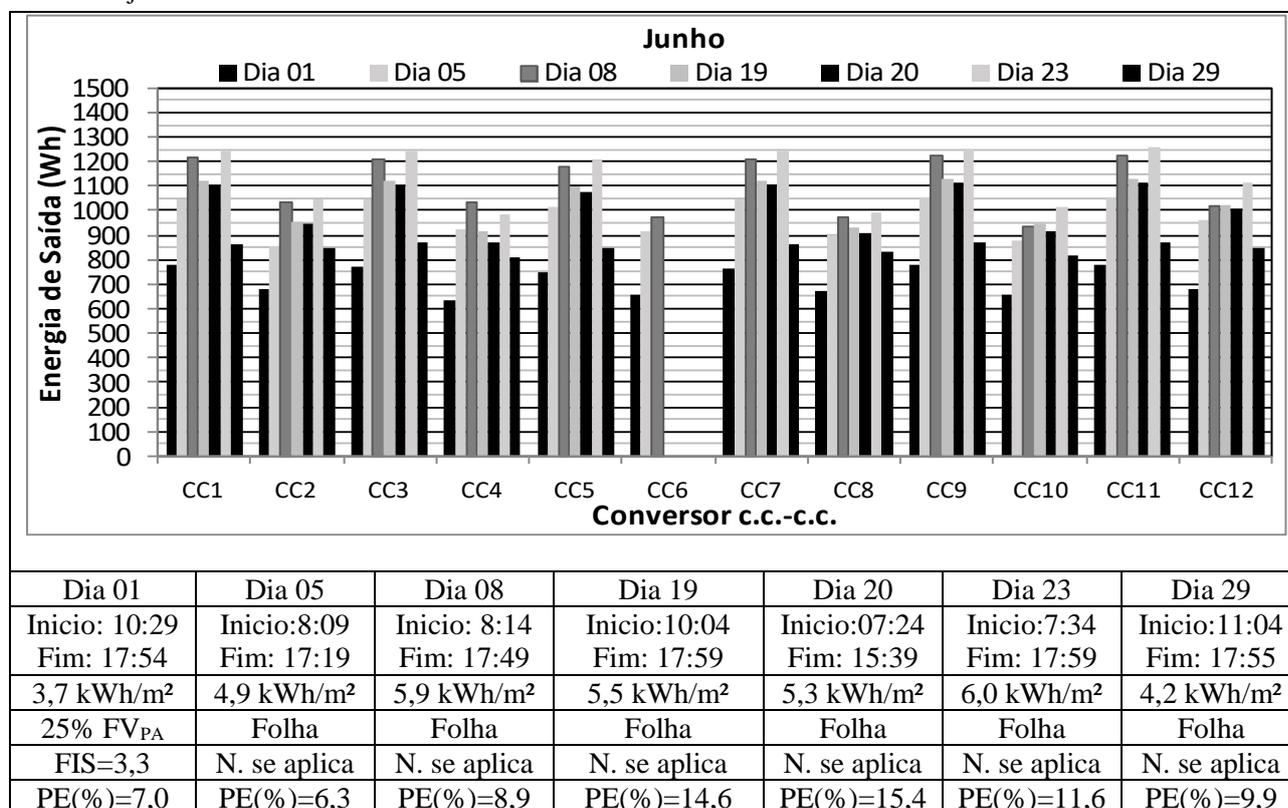
Nota-se que a eficiência do GFV referente ao sombreamento realizado no dia 20 de maio de 2017, cai de 13,5 % (média dos dias não sombreados) para de 6,7% em virtude do sombreamento de 100 % de uma fileira na horizontal, que limita totalmente o módulo FV, reduzindo a capacidade de geração à metade, uma vez que 6 dos 12 módulos FV estão sombreados. Neste mesmo dia, observa-se que as eficiências de seguimento diminuem significativamente, pois estão sendo calculadas para identificar o quanto esse parâmetro se distância da situação isenta de sombreamento. Contudo, essa não reflete a real eficiência de seguimento na condição de sombreamento. Aplicando-se a Equações 2.9 e integrando para o cálculo da energia teórica produzida pelo GFV no dia 20, obtêm-se, para a energia teórica na entrada do inversor na situação de sombreamento, o valor de 8019 Wh, enquanto que o valor

medido foi de 7762 Wh, conduzindo a uma eficiência de SPMP da ordem de 96,8 %, mais próxima da realidade da operação do sistema.

Observando-se os dias 29, 30 e 31 de maio, dias com as mesmas características de sombreamento (50 % na vertical), observa-se uma diferença significativa entre o FIS obtido nos dias 29 e 30, FIS=4, e o obtido no dia 31, FIS = 1,6. Isso pode estar diretamente associado ao melhor desempenho do GFV nesse dia em particular, que pode ter relação direta com a melhora significativa do desempenho do SPMP.

Para o mês de junho foi realizado um sombreamento com 25 % na vertical, complementando os resultados para o mês de maio, e 6 com folhas colocadas sobre os módulos FV, alternadamente, tal como mostrado na Figura 4.60. Nota-se que, no dia 01 de junho, apesar da redução da área sombreada, há um aumento do impacto da sombra com relação aos sombreamentos verticais de 100 e 75 %. Isso pode ser explicado pelo acionamento dos diodos nestas duas últimas situações, obrigando a operação em um ponto de melhor desempenho. A Figura 4.64 e a Tabela 4.18 resumem os resultados associados ao mês de junho.

Figura 4.64 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os dias monitorados do mês de junho.



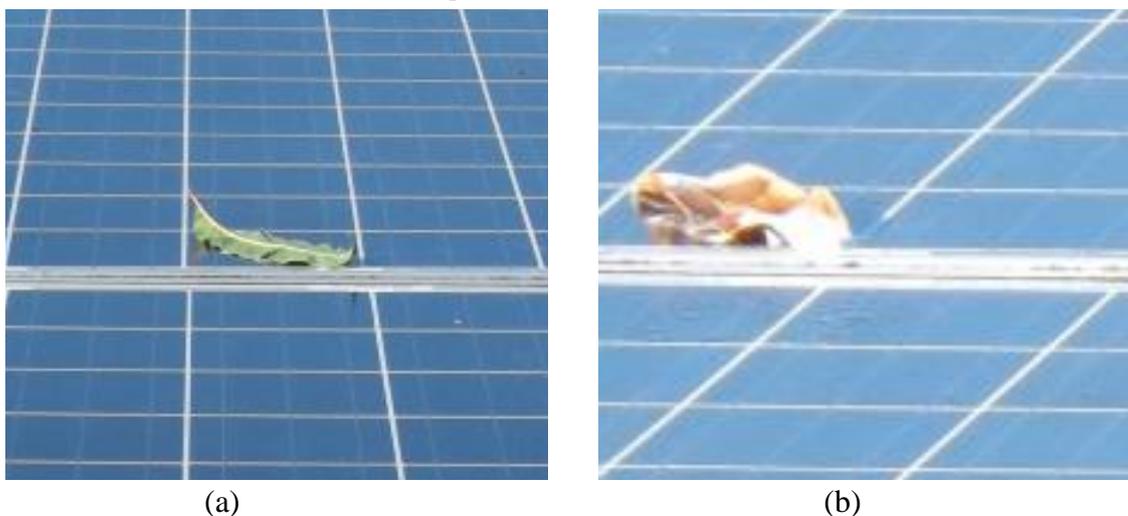
Nota: A abreviação PE está associada à perda percentual de energia dos conversores sombreados com relação aos não sombreados.

Tabela 4.18 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: junho (Figura 4.64).

Parâmetro	Junho					
	Dia 09	Dia 10	Dia 11	Dia 12	Dia 16	Dia 19
E_{CCi_Teo} (Wh)	9.961	13.699	15.808	14.687	14.246	16.122
E_{CCi} (Wh)	8.930	12.159	13.782	12.009	11.745	13.108
E_{CC} (Wh)	8.602	11.698	13.219	11.488	11.245	12.587
E_{CA} (Wh)	8.293	11.616	12.708	10.780	10.799	12.004
η_{CC} (%)	96,3	96,2	95,9	95,7	95,7	96,0
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	89,7	88,75	87,19	81,77	82,44	81,31
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	86,4	85,39	83,62	78,22	78,93	78,08
η_{INV} (%)	96,4	99,30	96,14	93,84	96,03	95,37
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	83,3	84,79	80,39	73,40	75,80	74,46
Y_R (h)	3,68	5,06	5,95	5,57	5,34	6,00
η_{GFV} (%)	12,4	12,3	11,8	11,0	11,2	11,1
Y_A (kWh/kWp)	2,87	3,90	4,40	3,83	3,75	4,19
L_C (% Y_R)	22,13	22,94	26,04	31,27	29,89	30,16
YF (kWh/kWp)	2,76	3,87	4,23	3,59	3,60	4,00
PR (%)	75,07	76,53	71,10	64,50	67,32	66,61
$Horai$ (h)	10:29	08:09	08:14	10:04	07:24	07:34
$Horaf$ (h)	17:54	17:19	17:49	17:59	15:39	17:59
Sombreamento	25% FV_{PA}	Folha	Folha	Folha	Folha	Folha

No caso do sombreamento com a folha, não cabe à utilização do parâmetro FIS, em função da forma irregular das folhas utilizadas e pelo fato do seu formato ir mudando durante o dia, consequência da incidência da radiação solar e da umidade (ver Figura 4.65). Por isso, procurou-se utilizar diretamente a perda percentual da energia dos conversores c.c.- c.c. sombreados com relação aos não sombreados para avaliar este cenário.

Figura 4.65 – Detalhe da simulação de sombreamento com folha colocada sobre o módulo FV: (a) Folha no início da manhã; (b) Folha no final da tarde após a incidência de sol e chuva.

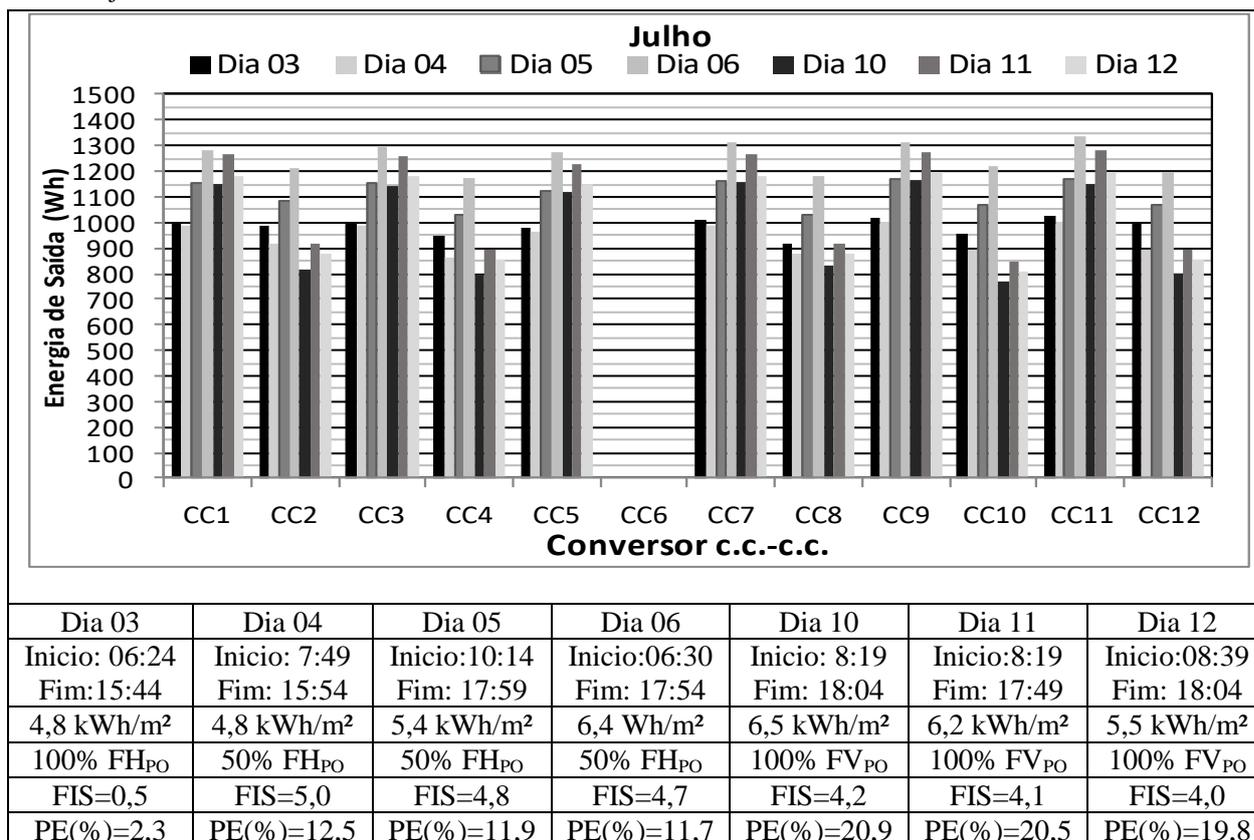


Nos sete dias de sombreamento com as folhas, percebe-se que, em termos de energia, os impactos do sombreamento das mesmas causam uma redução percentual média de aproximadamente 11,5 %, quando se compara aos conversores com módulos não sombreados. Esse valor se aproxima as perdas devido ao sombreamento realizados em uma fileira na horizontal com 25 % de sombreamento, ou uma fileira na vertical com 50 % de sombreamento. Observa-se que os valores percentuais das perdas variam significativamente de um dia para o outro, pois, além do tamanho das folhas poderem ter variado de um dia para o outro, o comportamento do formato das mesmas ao longo dia também pode ter variado significativamente, tal como já abordado anteriormente. Além disso, é perceptível a perda do conversor CC6, após o dia 08 de junho, que permaneceu durante todo o restante do mês de junho e todos os dias de julho, tal como pode ser observado na Figura 4.66. Apesar do conversor CC6 não estar operando, o sistema continuou funcionando com os demais conversores restantes.

Para finalizar as avaliações com as simulações no SFCR 04, tentou-se simular o acúmulo de sujeira, de acordo com a descrição realizada no tópico anterior. Neste caso, foram simulados somente o acúmulo de sujeira em 100 e 50 % da fileira de células horizontal e 100 % da fileira de células na vertical. O sombreamento realizado no dia 03 de julho, de 100% na horizontal, corresponde a um tipo de sombreamento comumente encontrado nas instalações, causado principalmente pelo acúmulo de sujeira levado pela água da chuva no processo de limpeza natural dos módulos FV acompanhando a inclinação do GFV. A partir da Figura 4.66, percebe-se que este sombreamento proporciona uma perda percentual na energia gerada

pelos conversores com módulo sombreado em relação ao não sombreado de apenas 2,3%. Uma explicação para isso pode pairar sobre a limitação dos demais conversores que constituem o sistema em detrimento daqueles que estão sombreados. Além disso, a translucidez do sombreadamento pode contribuir para as diferenças nos resultados.

Figura 4.66 – Energia na saída de cada conversor c.c.- c.c., com o GFV sombreado, para os dias monitorados do mês de julho.



Nota: A abreviação FHPO indica que o sombreadamento no módulo FV foi realizado com poeira em uma fileira de células FV na horizontal e FVPO indica que o sombreadamento no módulo FV foi realizado com poeira em uma fileira de células FV na vertical.

Por outro lado, os outros tipos de sombreadamento realizados com sujeira indicam perdas que variam entre 10 e 21 %, sendo as maiores perdas ocorridas nos dias 09, 10 e 11, com um sombreadamento de 100 % da fileira de células na vertical.

Tabela 4.19 - Dias de operação com sombreamento para o SFCR 04: julho (Figura 4.66).

Parâmetro	Julho						
	Dia 03	Dia 04	Dia 05	Dia 06	Dia 10	Dia 11	Dia 12
E_{CCi_Teo} (Wh)	12.869	13.526	14.890	17.225	17.396	16.617	15.407
E_{CCi} (Wh)	11.310	10.820	12.769	14.394	11.344	12.552	11.821
E_{CC} (Wh)	10.847	10.380	12.208	13.805	10.896	12.049	11.353
E_{CA} (Wh)	10.585	9.974	11.638	13.573	10.556	11.472	10.716
η_{CC} (%)	95,9	95,9	95,6	95,9	96,0	96,0	96,0
$\eta_{SPMP_{cci}}$ (%)	87,9	79,99	85,75	83,57	65,21	75,54	76,73
$\eta_{SPMP_{cc}}$ (%)	84,3	76,74	81,98	80,15	62,63	72,51	73,69
η_{INV} (%)	97,6	96,09	95,34	98,32	96,88	95,22	94,39
$\eta_{(SPMP+CC+INV)}$ (%)	82,3	73,74	78,16	78,80	60,68	69,04	69,55
Y_R (h)	4,77	4,82	5,47	6,38	6,47	6,24	5,73
η_{GFV} (%)	12,1	11,4	11,9	11,5	8,9	10,3	10,5
Y_A (kWh/kWp)	3,61	3,46	4,07	4,60	3,63	4,01	3,78
L_C (% Y_R)	24,30	28,22	25,60	27,94	43,87	35,63	33,95
Y_F (kWh/kWp)	3,53	3,32	3,88	4,52	3,52	3,82	3,57
PR (%)	73,87	68,97	70,93	70,85	54,38	61,29	62,34
$Hora_I$ (h)	06:24	7:49	10:14	06:30	08:19	08:19	08:39
$Hora_F$ (h)	15:44	15:54	17:59	17:54	18:04	17:49	18:04
Sombreamento	100% FH_{PO}	50% FH_{PO}	50% FH_{PO}	50% FH_{PO}	100% FV_{PO}	100% FV_{PO}	100% FV_{PO}

Por último, percebe-se que, em termos de produtividade os resultados obtidos variam entre 3,53 a 4,52 kWh/kWp, correspondendo a valores de PR entre 73,87 a 70,85, respectivamente.

CONCLUSÃO

Neste trabalho foram apresentados alguns tipos de sombreamentos que ocorrem de forma natural em módulos e GFVs, exemplificando-os através de fotos e experiências vivenciadas no GEDAE.

Foram utilizados quatro sistemas experimentais, dos quais o SFCR 02 foi o único que não podê ter as perdas diretamente quantificadas devido ao sombreamento, pois se tratava de um sistema formado por um único GFV e um inversor. Contudo, foi possível mostrar o efeito do sombreamento sobre ele e calcular a perda teórica para dias específicos.

Mostraram-se as curvas I-V e P-V características de módulos FV e calcularam-se as perdas de energia quando estes sofriam sombreamentos (SISTEMA 01). Os resultados obtidos das avaliações dos módulos FV demonstraram que, para a mesma modalidade de sombreamento, as perdas obtidas para um módulo FV podem ser muito diferentes quando este constitui um GFV, onde o seu desempenho interfere diretamente no desempenho dos demais módulos FV que constituem o GFV, bem como na operação do próprio inversor, tal como observado no SFCR 03.

No SFCR 02 tornou-se evidente a importância da modelagem 3D de todo o entorno para a avaliação prévia dos possíveis sombreamentos no GFV ao longo dos meses do ano. Além disso, nesse mesmo sistema foi realizado um experimento onde foram aplicados alguns modelos de previsão da potência desenvolvida pelo GFV em condições de sombreamento. Os resultados obtidos foram comparados aos valores experimentais, evidenciando que dois destes modelos apresentaram resultados bem interessantes, sendo que o modelo que apresentou resultados mais próximos aos valores medidos possui a desvantagem de necessitar da medida da irradiância na zona de sombreamento. A vantagem dos modelos empregados está no fato de serem aplicados ao cálculo direto da potência, sem necessitar de desenvolver toda a curva I-V do GFV.

O SFCR 03 é constituído por dois GFVs, onde um foi submetido a sombreamento e o outro operou em situação normal. Esse sistema mostrou resultados totalmente inesperados e que merecem ser investigados mais profundamente. Contudo, os resultados mostraram que o impacto do sombreamento vai muito além do que a limitação de potência consequente da alteração da curva P-V pela sombra. Durante o período de monitoramento, algumas experiências merecem ser destacadas, dentre elas a importância de um monitoramento mais

detalhado, de modo a se obter uma radiografia mais clara sobre a operação dos sistemas avaliados, tal como realizado no SFCR 03. A hipótese de que o diodo não atua em muitos momentos, fazendo com que o único caminho alternativo para a passagem da corrente elétrica seja a resistência paralelo, merece ser investigada.

O SFCR 04 também é formado por um único GFV, porém, esse caso é muito particular, pois o GFV é constituído por conversores de corrente contínua (c.c) denominados de otimizadores, que possibilitam o SPMP e monitoramento individualizado por módulo FV que o constituem. Isso viabilizou a realização das análises por par de módulos FV adjacentes, onde um era submetido ao sombreamento e o outro operava normalmente. Os resultados obtidos indicaram índices de desempenho muito interessantes, tendo em vista que os sombreamentos simulados nesse sistema em particular atingiam sempre a metade dos módulos que compunham o GFV.

Tomando como base os inúmeros questionamentos consequentes das análises anteriores, propõe-se, como sugestão de trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de uma ferramenta que possa analisar, de maneira simples, o sombreamento em GFVs;
- Avaliações de SFCRs sombreados envolvendo medições mais detalhadas da operação do sistema associadas a medições específicas da curva I-V do GFV;
- Avaliação da influência do sombreamento com diferentes inversores;
- Desenvolvimento de uma ferramenta que possa estimar a irradiância na zona de sombreamento a partir da irradiância global no plano do GFV;
- Avaliação mais aprofundada dos modelos de previsão da potência em diferentes sistemas e situações;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADINOYI, M. J.; SAID, S. A. M. Effect of Dust Accumulation on the Power Outputs of Solar Photovoltaic Modules. *Renewable Energy*, v. 60, p. 633-636. Dec 2013.
- ALMEIDA, M. 2012. Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 173 f. Dissertação Mestrado Universidade de São Paulo, São Paulo.
- ALMEIDA, M. P. 2017 Implicações Técnicas da Inserção em Grande Escala da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica. Tese de doutorado, Programa de Pós-Graduação em Energia EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo. São Paulo.
- ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.; LORENZO, E. Extreme Overirradiance Events in São Paulo, Brazil. *Solar Energy*, v. 110, p. 168-173, 2014.
- ALTENER. Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologia, Projetos e Instalações. 2004
- B. MARION, M. ANDERBERG, R. GEORGE, P. GRAY-HANN, D. HEIMILLER, PVWATTS Version 2 Enhanced Spatial Resolution for Calculating Grid Connected PV Performance, in: Proceedings of the 2001 NCPV Program Review Meeting, Lakewood, Colorado, pp. 143-144.
- BAI, J.; CAO, Y.; HAO, Y.; ZHANG Z.; LIU, S.; CAO, F. Characteristic Output of PV Systems Under Partial Shading or Mismatch Conditions. *Solar Energy*. v.v112, p. 41-54. Sep. 2015.
- BIZZARRI F. BRAMBILLA A. CARETTA L. GUARDIANI C. Monitoring Performance and Efficiency of Photovoltaic Parks. *Renewable Energy*, v. 78, p. 314-321. Jun, 2015.
- BLASQUES, L. C. M. Avaliação de Desempenho do Primeiro SFCR Instalado em Edificação Comercial na Cidade de Belém, Estado do Pará, após os Primeiros 20 Meses de Operação Monitorada. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.
- BOZTEPE, M. Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, v. 61, p. 3302–3312
- BRAGA, W. Monitoramento do Desempenho de Diferentes Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Pará, UFPA, 2014.
- BULANYI, P.; ZHANG, R. Shading Analysis & Improvement for Distributed Residential Grid- Connected Photovoltaics Systems. (Solar 2014: The 52nd Annual Conference of the Australian Solar Council)
- CHITTI BABU, SURESH GURJAR AND ASHISH MEHER. Analysis of Photovoltaic (PV) Module During Partial Shading Based on Simplified Two-Diode Model. *DE GRUYTER Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.* 2015; 16 (1): 15–21.
- Clean Solar Solutions. Disponível em < <http://cleansolar.solutions/effect-of-bird-droppings-on-solar-panels> >Acesso: 20 dezembro 2016.

CRISTALDI, L.; FAIFER, M.; ROSSI M.; TOSCANI S.; CATELANI M.; CIANI L.; LAZZARONI M. Simplified Method for Evaluating the Effects of Dust and Aging on Photovoltaic Panels. *Measurement*, v. 54, p. 207-214. Aug 2014.

DELINE, C., DOBOS, A., JANZOU, S., MEYDBRAY, J., DONOVAN, M., 2013. A Simplified Model of Uniform Shading in Large Photovoltaic Arrays. *Solar Energy* 96, 274–282. Di Vincenzo, M.C., Infield, D., 2013.

DOLARA, A, LAZAROIU, G. Experimental Investigation of Partial Shading Scenarios on PV (Photovoltaic) Modules. *Energy*, v. 55, p. 466-475. Fev 2013.

EMCK, P., RITCHER, M. Na Upper Threshold of Enhanced global Shortwave Irradiance in the Troposphere Derived from Field Measurements in Tropical Mountain. *J. Appl. Meteorol. Climatol.* v. 47, p. 2828-2845, 2008

F. MARTÍNEZ-MORENO, J. Muñoz, E. Lorenzo, Experimental model to Estimate Shading Losses on PV Arrays, Instituto de Energía Solar – Universidad de Madrid (IES – UPM), Telecomunicación, Ciudad Universitaria, s/n. 28040 Madrid, Spain. (2010).

FATIH BAYRAK, GAMZEERTÜRK. HAKAN F. OZTOP. Effects of Partial Shading on Energy and Exergy Efficiencies for Photovoltaic Panels. *Journal of Cleaner Production*, Volume 164, 15 October 2017, Pages 58-69

FUJITA, T. T., PEARL, E. W., & SHENK, W. E. Satellite-Tracked Cumulus Velocities. *Journal of Applied Meteorology*, 14, 407-413, (1991).

GHAZI S, SAYIGH A, IP K. Dust Effect on Fat Surfaces – a Review Paper. *Renew Sustain Energy Reviews* 2014; 33:742–51.

GOSS, B.; COLC, I.; BETTS, T.; GOTTSCHALG, R. Irradiance Modeling for Individual Cells of Shaded Solar Photovoltaic Arrays. *Solar Energy*, v.110, p.409-419, Oct 2014.

HANSEN, C.W.; STEIN, J.S.; ELLIS, A. Statistical Criteria for Characterizing Irradiance time series. Sandia National Laboratories. Report SAND2010-7314.

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.

ILICETO, A.; VIGOTTI, R. The Largest PV Installation in Europe: Perspectives of ultimegawatt PV. *Renewable Energy*. v.15, p.48-53, 1998.

L. NARVARTE, E. LORENZO, Tracking and Ground Cover Ratio, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (2008) 703-714.

LOPES, R. J., 2013. Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos. 111 f. Dissertação de Mestrado. Universidade de Évora, Lisboa.

LUOMA, J.; KLEISSL, J.; MURRAY, K. Optimal Inverte Sizing Considering Cloud Enhancement, *Solar Energy*, v. 86, p. 421-429, 2012.

M. A. G. BRITO, L. GALOTTO, L. P. SAMPAIO, G. A. MELO, C. A. CANESIN, "Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 60, no. 3, pp. 1156–1167, mar. 2013.

M. FUENTES, G. N. FUENTES, J. AGUILERA, D.L. TALAVERA, M. CASTRO, Application and Validation of Algebraic Method to Predict the Behaviour of Crystalline Silicon PV Modules in Mediterranean Climates, Solar Energy 81 (2007) 1396-1408.

MACÊDO, W. N., 2006. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado à Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede. 183 f. Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo, São Paulo.

MAHMOUD DHIMISH, VIOLETA HOLMES, BRUCE MEHRDADI. MARKDALES, BENJAMINCHONG, LIZHANG. Seven Indicators Variations for Multiple PV Array Configurations Under Partial Shading and Faulty PV Conditions. Renewable Energy Volume 113, December 2017, Pages 438-460

MAKI, A; VALKEALAHTI, S. Differentiation of Multiple Maximum Power Points of Partially Shaded Photovoltaic Power Generators. Renewable Energy. v. 71, p. 90-99. May 2014.

MANI M, PILLAI R. Impact of Dust on Solar Photovoltaic (PV) Performance: Research Status, Challenges and Recommendations. Renew Sustain Energy Ver 2010; 14:3124–31.

MARCOS, J., STORKEL, O., MARROYO, L., GARCIA, M., LORENZO, E. Storage Requirements for PV Power Ramp-Rate Control. Solar Energy, v.99, n.0, p. 28 – 35,2014a.

MOHAMMAD, R.; MAGHAMI; H. Power Loss Due to Soiling on Solar Panel: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 59 (2016) 1307–1316.

N. FEMIA, G. PETRONE, G. SPAGNUOLO, M. VITELLI, "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method," IEEE Trans. Power Electron., vol. 20, no. 4, pp. 963–973, jul. 2005.

ONAT, N., YAKUPHANOGLU, F. Recent Developments in Maximum Power Point Tracking Technologies for Photovoltaic Systems. International Journal of Photoenergy, vol 2010, Article ID 245316, 11 pp. 11 doi:10.1155/2010/245316

PARLAK. K. S. FPGA. Based new MPPT (Maximum Power Point Tracking) Method for PV (Photovoltaic) Array System Operating Partially Shaded Conditions. Energy, v 08, p. 399-410. Apr 2014.

PFISTER, G.; MCKENZIE, R.L.; LILEY, J.B.; THOMAS, A.; FORGAN, B.W.; LONG, C.N. Cloud Coverage Based on All-Sky Imaging and its Impact on Surface Solar Irradiance. Journal of Applied Meteorology, v. 42, p. 1421– 1434, 2003.

PIACENTINI, R. D.; CEDE, A.; BARCENA, H. Extreme Solar total and UV Irradiances Due to Cloud Effect Measured near the Summer Solstice at the High-Altitude Desert Plateau Puna of Atacama (Argentina). J. Atmos. Solar Terr. Phys, v.65, p. 725-731, 2003.

- PIACENTINI, R.; SALUM, G.; FRAIDENRAICH, N.; TIBA, C. Extreme Total Solar Irradiance Due to Cloud Enhancement at sea Level of the NE Atlantic Coast of Brazil. *Renewable Energy*, v. 36, p. 409-4121, 2011
- PIEDEHIERRO, A.A., ANTÓN, M., CAZORLA, A., ALADOS-ARBOLEDAS, L., OLMO, F.J. Evaluation of Enhancement Events of Total Solar Irradiance During Cloudy Conditions at Granada (Southeastern Spain). *Atmos. Res.* 135-136, 1-7, 2014.
- RAMAPRABHA RAMABADRAN, R. GANDHI SALAI. Effect of Shading on Series and Parallel Connected Solar PV Module. *CCSE*. v. 3. Out 2009.
- REINOSO, C. R. S.; MILONE, D. H.; BUITRAGO, R. H. Simulation of Photovoltaic Centrals with Dynamics Shading. *Applied Energy*. v. 103, p. 278-289. Mar 2013.
- RODRIGO, P.; FERNÁNDEZ, E. F.; ALMONACID, F.; HIGUERAS, P. J. P. A Simple Accurate Model for the Calculation of Shading Power Losses in Photovoltaic Generators. *Solar Energy*, v. 93, p. 322-333. Jul, 2013.
- RODRIGUES, M. J.S. Resultados Experimentais de 8 Meses de Operação de Um SFCR. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016.
- RUBIO, A. M.; ADAM, F. S.; SANTA MARIA, J. Optimal Design of Photovoltaic Energy Collectors with Mutual Shading for Pre-Existing Building Roofs. *Renewable Energy*. v. 78, p. 667-678. Jun 2015.
- SÁNCHEZ, E.; IZARD, J. Performance of Photovoltaics in non-Optimal Orientations: Na Experimental Study. *Energy and Buildings*, v. 87, p. 211-219. Jan 2015.
- SANTOS, P., CARLOS A. GALLO, ENIO R. RIBEIRO, Análise das Associações de Módulos Fotovoltaicos Sombreados. XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010, p. 2535-2542.
- SEYEDMAHMOUDIAN, M; MEKHILEF, S; RAHMANI, R; YUSOF, R; RENANI, T. Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems. *Energies* 2013, 6,128-144; doi: 10.3390/en 6010128. January 2013.
- SOARES, D. S. Impactos da Dinâmica Atmosférica na Flutuação de Potência em Usinas Fotovoltaicas. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais -UFMG, Belo Horizonte, 2014.
- T. ESRAM, P. L. CHAPMAN, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, jun. 2017.
- TAPAKIS, R., CHARALAMBIDES, A.G. Enhanced Values of Global Irradiance Due to the Presence of Clouds in Eastern Mediterranean. *Renew. Energy* 62, 459-467, 2014.
- TELES, M. B. 2017. Avaliação Operacional das Diferentes Arquiteturas de Interligação de Geradores Fotovoltaicos à Rede Elétrica. Dissertação Mestrado Universidade Federal do Pará.
- TOSSA, A. K.; SORO, Y. M.; AZOUMAH, Y.; YAMEGUEU, D. A New Approach to Estimate the Performance and Energy Productivity of Photovoltaic Modules in Real Operating Conditions. *Solar Energy*. v. 110, p. 544-560. Sep. 2014.

VIJAYAKUMAR, M.; SASIKALA, S. Analysis of Photovoltaic System Under Partial Shading Condition with KY Converter. IJWET, Vol. (1), No. (1): Oct 2015.

YORDANOV, G. H.; MIDTGARD, O. M.; SAETRE, T. O.; NILESEN, H. K.; L. E. NORUM. Over Irradiance (Cloud Enhancement) Events at High Latitudes. 38 th IEEE, PVSC, Austin, 2012.

YORDANOV, G. H.; SAETRE, T. O.; MIDTGARD, O. M., 2013b. 100-Miliseconds Resolution for Accurate Overirradiance Measurements. IEEE J. Photovolt. 3 (4), 1354-1360, 2013

ZOMER, C. Método de Estimativa da Influência do Sombreamento Parcial na Geração Energetica de Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações. Tese de doutorado. UFSC 2014.