



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MATHEUS DE PAULA CHAVES

ESTUDO SOBRE SOMBREAMENTO EM PLANTA FOTOVOLTAICA
LOCALIZADA EM ZONA URBANA DE FORTALEZA-CE

FORTALEZA

2018

MATHEUS DE PAULA CHAVES

**ESTUDO SOBRE SOMBREAMENTO EM PLANTA FOTOVOLTAICA
LOCALIZADA EM ZONA URBANA DE FORTALEZA-CE**

Monografia apresentada ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- C439e Chaves, Matheus de Paula.
Estudo sobre sombreamento em planta fotovoltaica localizada em zona urbana de Fortaleza-CE /
Matheus de Paula Chaves. – 2018.
79 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Energia Fotovoltaica. 2. Sombreamento. 3. Perdas. I. Título.

CDD 621.3

MATHEUS DE PAULA CHAVES

**ESTUDO SOBRE SOMBREAMENTO EM PLANTA FOTOVOLTAICA
LOCALIZADA EM ZONA URBANA DE FORTALEZA-CE**

Monografia apresentada ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Aprovada em: ___ / ___ / ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. M.Sc. Ivonne Montero Dupont
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Danielly Norberto Araujo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus,
a minha mãe, Auricélia,
a meu pai, Mairton,
eu dedico esse trabalho.

AGRADECIMENTOS

Primeiro a Deus por todas as bênçãos concedidas.

Agradeço a minha mãe, Auricélia Chaves, e meu pai, Mairton de Paula, por todo amor, carinho, educação e suporte. Nada seria possível sem vocês.

A minha namorada, Arlandia Moreira, pelo amor, carinho, paciência, compreensão e acolhimento, por estar ao meu lado, suportando estresses e auxiliando a superar problemas.

Ao meu orientador Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela orientação e as oportunidades a mim concedidas. Agradeço também a todos os outros professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC que de alguma forma contribuíram para o conhecimento aqui apresentado.

A Eng. M.Sc. Ivonne Montero Dupont pela sua dedicação e paciência em ajudar na elaboração deste trabalho, além de participar desta banca avaliadora.

A Eng. Danielly Norberto Araujo por aceitar participar da banca examinadora.

Ao Laboratório de Energias Alternativas (LEA) pelo acolhimento e suporte ao projeto.

Aos colegas e amigos da universidade, pelas contribuições técnicas e pelos momentos de descontração.

Finalmente, agradeço todos àqueles que de alguma maneira contribuíram para a realização deste trabalho e para minha formação como profissional e cidadão.

“Se você quiser descobrir os segredos do Universo, pense em termos de energia, frequência e vibração.”

(Nikola Tesla)

“Existe uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade.”

(Albert Einstein)

RESUMO

O presente trabalho propõe um estudo sobre o sombreamento em uma planta fotovoltaica (FV), localizada em zona urbana, conectada à rede elétrica do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da UFC, Campus do Pici, em Fortaleza-CE. Para a análise foram gerados diferentes padrões de sombreamento estáticos e dinâmicos, de modo a simular situações reais de não-idealidades na planta FV. O sombreamento estático consiste em sombras projetadas sobre os módulos que não variam sua posição ao longo do tempo, em contrapartida, para o caso dinâmico, ocorre a variação desta sombra no decorrer do tempo. Antes de cada experimento foi feita a limpeza dos módulos FV de maneira a garantir maior confiabilidade ao estudo. Para comparar as variáveis de desempenho da planta FV foram escolhidos dias com médias diárias de irradiação semelhantes durante o período no qual o experimento foi realizado. Calculou-se o Fator de Capacidade (FC) para os quatro experimentos analisados, divididos em duas situações de sombreamento estático e duas de sombreamento dinâmico. Como resultado, obteve-se uma redução de 2,35% e 1,17% para o primeiro caso e de 0,84% e 1,72% para o segundo. Observou-se o acompanhamento das curvas de potência e irradiância, bem como verificou-se que para baixas irradiâncias (inferiores a 500 W/m^2) o sombreamento não interferiu na potência gerada. A importância dos diodos *by-pass* e sua atuação em evitar determinadas células sombreadas de comportarem-se como carga foi explicitada. Assim, este estudo apresentou contribuições para o desenvolvimento da geração FV em relação a possíveis perdas devido ao efeito do sombreamento e diferencia-se por utilizar uma planta FV conectada à rede elétrica em condições reais de funcionamento, com grande variabilidade de parâmetros físicos, tais como irradiância, temperatura, umidade, clima, entre outros.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos. Sombreamento. Perdas.

ABSTRACT

The present work is a study on the shading of a photovoltaic (PV) plant, located in the urban zone, connected to the electricity grid of the UFC's Alternative Energy Laboratory (LEA), Campus do Pici, in Fortaleza-CE. For an analysis the different norms of normalization and dynamics were generated, so that the simulated actions are not idealized in the PV plant. The static shading consists of shadows projected on the modules that do not differentiate over time, in contrast, for the dynamic case, a variation of the shadow occurs over time. Before each experiment was done in order to obtain the best results for the study. To compare the performance variables of the crop, the days were marked as days of life during the period in which the experiment was performed. The capacity factor (CF) was calculated for the four auditory experiments, divided in two stages of static shading and two of dynamic shading. As a result, a reduction of 2.35% and 1.17% was obtained for the first case and 0.84% and 1.72% for the second. Observe the performance of power and irradiance curves, as well as verify that low irradiance (below 500 W/m^2) or light did not interfere with the generated power. The importance of by-pass diodes and their performance in avoiding the pressures to behave as a load was made explicit. Thus, this study had contributions to the development of a new generation of PV in relation to reality, with great variability of physical parameters, such as irradiance, temperature, humidity, climate, among others.

Key-Words: Photovoltaic Power Systems. Shading. Losses.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte renovável.....	15
Figura 2 – Participação das fontes na capacidade instalada.....	16
Figura 3 – Evolução da potência instalada em sistema FV no mundo	17
Figura 4 – Sombreamento do poste de distribuição nos módulos FV	21
Figura 5 – Curvas IV e PV relacionadas a cada módulo	21
Figura 6 – Diagramas esquemáticos das diferentes configurações	22
Figura 7 – Sombreamento parcial para os seis casos.....	23
Figura 8 – Painel FV sob condições de sombreamento não-uniforme e uniforme.....	24
Figura 9 – Esquemático da disposição dos diodos <i>by-pass</i>	26
Figura 10 – Tensão de saída dos módulos ao longo do tempo.....	26
Figura 11 – Disposição física dos anteparos em planta real (esquerda) e simulada (direita) ..	27
Figura 12 – Condições de sombreamento realizadas.....	28
Figura 13 – Registro de casos práticos de sombreamento urbano.....	29
Figura 14 – Testes de sombreamento realizados nos módulos FV.....	29
Figura 15 – Projeção da sombra do cabo elétrico.....	30
Figura 16 – Desempenho dos módulos SW230 e YGLY245 para sombreamento vertical.....	30
Figura 17 – Desempenho dos módulos SW230 e YGLY245 para sombreamento horizontal.	31
Figura 18 – Esquema de dois painéis solares	31
Figura 19 – Curvas do comprimento da sombra durante o dia para diversas inclinações do painel	32
Figura 20 – Prédios disponíveis para a instalação da usina: à esquerda imagem do satélite (Google Earth) e à direita o modelo do Google SketchUP	33
Figura 21 – Detalhe do lado Leste no dia 20/02 às 17h.....	34
Figura 22 – Sombreamento nos equinócios (a) no lado Oeste às 07:00 e (b) no lado Leste às 17:00	34
Figura 23 – Modelo 3D criado a partir de fotografias da lanchonete	35
Figura 24 – Fatores de perdas da geração FV	39
Figura 25 – Curva I-V para 4 módulos com e sem sombreamento	40
Figura 26 – Operação de um diodo de desvio	40
Figura 27 – Irradiância solar – G_{DC} : célula suja e G_{CC} : célula de referência limpa	41
Figura 28 – Caso de sujidade não-uniforme em planta FV.....	41
Figura 29 – Efeito da não-uniformidade da sujidade na curva I-V	42

Figura 30 – Influência da temperatura da célula FV na curva I-V	43
Figura 31 – Influência da irradiância solar na curva I-V de uma célula FV de c-Si a 25 °C... 44	44
Figura 32 – Localização geográfica do LEA-UFC.....	46
Figura 33 – Planta da microgeração FV instalada no LEA-UFC conectada à rede do campus47	47
Figura 34 – Esquema de ligação para a topologia série.....	48
Figura 35 – Inversor PHB1500-SS	49
Figura 36 - Quadro de proteção da GD FV (visão externa).....	50
Figura 37 – Quadro de proteção da GD FV (visão interna).....	50
Figura 38 – Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	51
Figura 39 – Datalogger PHBLogger	52
Figura 40 – Interface web PHB Solar	53
Figura 41 – Diagrama do sistema de aquisição de dados elétricos.....	54
Figura 42 – CLP utilizado	54
Figura 43 – Sensoriamento ambiental: Piranômetro LP02 (esquerda) e PT100 (direita).....	55
Figura 44 – Interface gráfica sensoriamento ambiental em sistema SCADA.....	55
Figura 45 – Diagrama do sistema de aquisição de dados ambientais.....	56
Figura 46 – Sujidade encontrada nos painéis FV	58
Figura 47 – Limpeza dos módulos FV para evitar não-idealidades	59
Figura 48 – Curvas de potência e irradiância sobrepostas para o dia 21/09/2018	60
Figura 49 – Dados do Fator de Capacidade de uma planta FV de 1,5 kWp conectada à rede instalada em Fortaleza-CE	60
Figura 50 – Experimento de sombreamento estático realizado no dia 18/09/2018.....	61
Figura 51 – Irradiância comparativa entre os dias 18/09/2018 e 21/09/2018	62
Figura 52 – Potência comparativa entre os dias 18/09/2018 e 21/09/2018	62
Figura 53 – Experimento de sombreamento estático realizado no dia 08/10/2018.....	64
Figura 54 – Irradiância comparativa entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018.....	64
Figura 55 – Irradiância comparativa ampliada entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018	65
Figura 56 – Potência comparativa entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018	65
Figura 57 – Diodos de <i>by-pass</i> em atuação para proteger as células solares	66
Figura 58 – Experimento de sombreamento dinâmico realizado no dia 26/09/2018	67
Figura 59 – Irradiância comparativa entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018	68
Figura 60 – Irradiância comparativa ampliada entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018	68
Figura 61 – Potência comparativa entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018	69
Figura 62 – Experimento de sombreamento dinâmico realizado no dia 27/09/2018	70

Figura 63 – Irradiância comparativa entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018	71
Figura 64 – Irradiância comparativa ampliada entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018	71
Figura 65 – Potência comparativa entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Efeito do sombreamento uniforme na performance do painel FV	24
Tabela 2 – Efeito do sombreamento não-uniforme na performance do painel FV	25
Tabela 3 – Energia produzida anual em relação ao caso sem sombreamento.....	34
Tabela 4 – Perdas em cada configuração devido ao sombreamento	36
Tabela 5 – Parâmetros de produtividade para cada configuração	36
Tabela 6 – Revisão dos estudos feitos sobre sombreamento no exterior.....	37
Tabela 7 – Revisão dos estudos feitos sobre sombreamento no Brasil	38
Tabela 8 – Parâmetros elétricos para o módulo YL250P-29b.....	47
Tabela 9 – Características elétricas do inversor PHB1500-SS.....	49
Tabela 10 – Dados técnicos PHBLogger	53
Tabela 11 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento	61
Tabela 12 – Fator de Capacidade referente ao exp. 1 de sombreamento estático	63
Tabela 13 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento	64
Tabela 14 – Fator de Capacidade referente ao exp. 2 de sombreamento estático	66
Tabela 15 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento	67
Tabela 16 – Fator de Capacidade referente ao exp. 1 de sombreamento dinâmico	69
Tabela 17 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento	70
Tabela 18 – Fator de Capacidade referente ao exp. 2 de sombreamento dinâmico	72
Tabela 19 – Resumo dos resultados obtidos	73

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Cenário Brasileiro.....	15
1.2	Cenário Mundial.....	17
1.3	Contextualização e motivação	18
1.4	Trabalho proposto	18
1.5	Estrutura do trabalho.....	19
2	ESTADO DA ARTE	20
3	NÃO-IDEALIDADES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	39
3.1	Sombreamento	39
3.2	Sujidade.....	41
3.3	Temperatura	42
3.4	Irradiância solar	43
3.5	Umidade e Maresia	44
4	DESCRIÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA DO LEA-UFC	46
4.1	Local de Trabalho.....	46
4.2	Sistema FV	47
4.3	Inversor	48
4.4	Proteção.....	50
4.5	Sistema de aquisição de dados.....	51
4.5.1	Sistema de aquisição de dados elétricos da planta.....	52
4.5.2	Sistema de aquisição de dados ambientais.....	54
5	METODOLOGIA, EXPERIMENTOS E ANÁLISE DE DADOS	57
5.1	Sombreamento Estático	61
5.2	Sombreamento Dinâmico	66
6	CONCLUSÃO.....	74
7	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	76
	REFERÊNCIAS.....	77

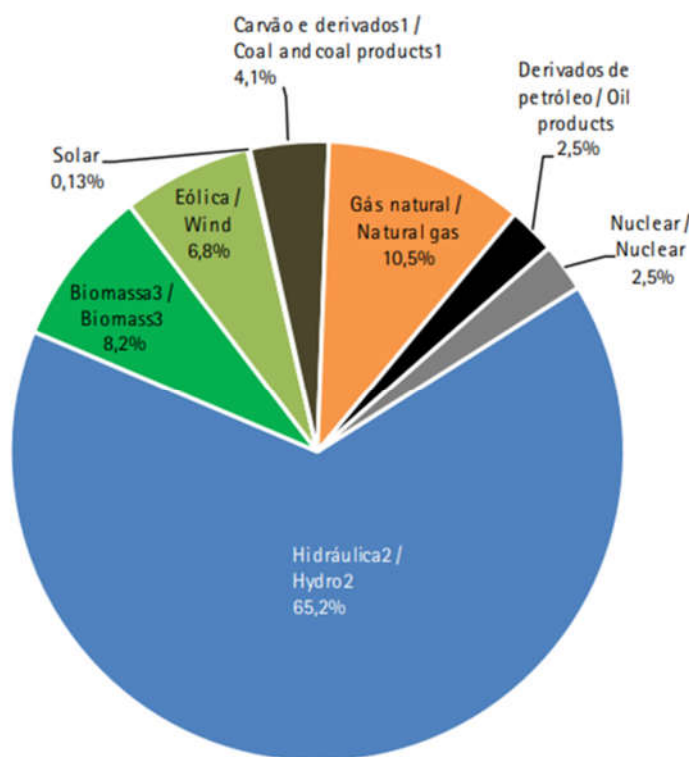
1 INTRODUÇÃO

A geração de energia fotovoltaica (FV) apresenta diversas vantagens, como baixo impacto ambiental, ausência de emissão de gases poluentes e implantação rápida. Devido ao aumento dos investimentos econômicos e ao progresso tecnológico no final do século XX, os custos de implantação foram significativamente reduzidos, além da melhoria da eficiência dos sistemas FV e elevação do fator de capacidade (FC - relação entre o produzido e a capacidade nominal de produção de uma usina durante um mesmo período de tempo). Esses fatos juntamente com a necessidade de novas fontes de energia estão contribuindo para o aumento da penetração da energia FV na matriz energética mundial.

1.1 Cenário Brasileiro

No Brasil, conforme o gráfico da oferta interna de energia elétrica por fonte em 2017, mostrado na Figura 1, a fonte hídrica se destaca com 65,2% de participação na oferta interna de eletricidade. Ao todo, as fontes renováveis representam 80,4% da matriz elétrica do Brasil, o que significa que o país dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável.

Figura 1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte renovável

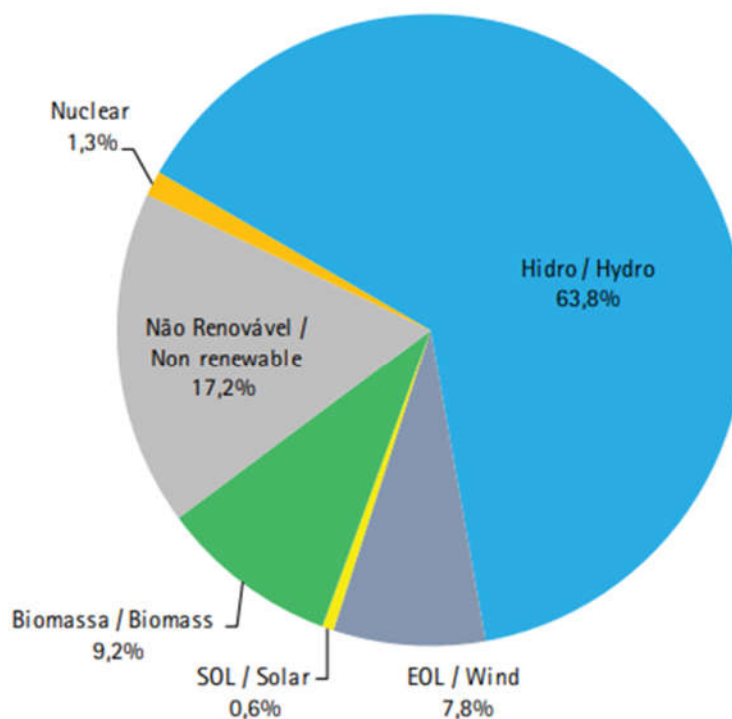


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018).

Na expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 3350 MW, ou seja, 49,5% do total adicionado, enquanto as eólicas responderam por outros 2159 MW equivalente à 21,3% da capacidade adicionada. Destaque para a evolução da potência instalada da solar fotovoltaica que atingiu 935 MW em 2017 contra 24 MW em 2016 (EPE, 2018).

No gráfico mostrado na Figura 2 podemos verificar que as usinas solares são responsáveis por apenas 0,6% da grade nacional em 2017. Em 2016 esse número era de 0,1% e ao considerar o potencial solar do Brasil associado ao avanço das tecnologias de geração FV, espera-se um grande crescimento nos próximos anos.

Figura 2 – Participação das fontes na capacidade instalada



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018).

Com relação à micro e mini geração distribuída de energia elétrica, o crescimento foi incentivado por ações regulatórias, tais como a que estabelece a possibilidade de compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte (*net metering*). Em 2017, a micro e mini geração distribuída atingiu 359,15 GWh com uma potência instalada de 246,1 MW, com destaque para a fonte solar FV, com 165,87 GWh e 174,5 MW de geração e potência instalada, respectivamente (EPE, 2018).

1.2 Cenário Mundial

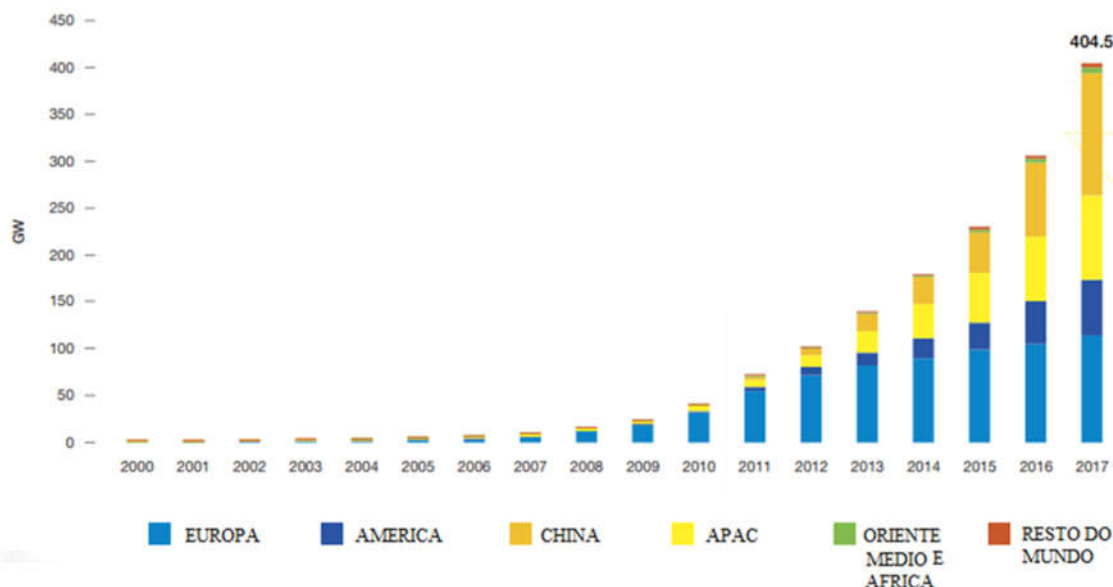
No mundo, até o final de 2016 a capacidade total instalada FV superou os 300 GW, valor suficiente para produzir pelo menos 328 TWh de eletricidade por ano. Países como China, Japão, Estados Unidos e Alemanha foram os líderes em capacidade instalada (IEA, 2018).

Embora a China tenha diminuído os subsídios para este tipo de energia no país, afetando a expansão dessa tecnologia, segundo a Solar Power Europe (SPE), a redução não será tão grande e a solar fotovoltaica ainda deverá apresentar novos recordes de crescimento.

Japão e Estados Unidos devem expandir sua capacidade instalada em torno de 10 GW ao ano. A Alemanha, de acordo com seu plano energético a longo prazo, denominado de Energiewende, deve abandonar as fontes poluentes de energia até 2022, com o desligamento de suas usinas nucleares (SOLAR, 2018).

A Figura 3 mostra a capacidade de potência instalada em sistemas FV no mundo entre o período de 2000 a 2017. Em 2017, a capacidade de energia solar global excedeu os 404.5 GW, após ter excedido a marca dos 300 GW em 2016 e 200 GW no ano de 2015 (EUROPE, 2018).

Figura 3 – Evolução da potência instalada em sistema FV no mundo



Fonte: Adaptado de Solar Power Europe (EUROPE, 2018).

1.3 Contextualização e motivação

Dada a crescente importância da geração FV, as melhorias nos sistemas de controle e supervisão são essenciais para assegurar eficiência na operação e a disponibilidade da fonte. Além disso, sistemas FV, principalmente aqueles instalados em zonas urbanas, estão sujeitos a fatores de não-idealidade que afetam o desempenho da geração. Entre esses fatores podemos destacar: sombreamento, temperatura, maresia, umidade e sujeira.

Frequentemente plantas FV estão sujeitas a sombras projetadas por elementos em seus arredores, tais como: árvores, prédios, postes, torres e cabos elétricos provenientes da rede de distribuição de energia elétrica. 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 reduções anuais que variam entre 1,5% a 6,2% dependendo da localização e da inclinação do gerador FV (ADINOYI; SAID, 2013; BULANYI; ZHANG, 2014; GOSS et al., 2014; MAGHAMI et al., 2016; SEYEDMAHMOUDIAN et al., 2013; VIJAYAKUMAR; SASIKALA, 2015).

Com este propósito, um estudo a respeito do sombreamento nos módulos de uma planta FV conectada à rede elétrica é desenvolvido neste trabalho de conclusão de curso, em que uma análise dos dados de potência gerada, irradiância, temperatura, corrente e tensão será realizada para que o desempenho do sistema seja descrito sob essas condições de não-idealidades.

1.4 Trabalho proposto

Este trabalho propõe o estudo de desempenho de um sistema FV conectado à rede sob diferentes condições de sombreamento. A geração FV em análise está localizada no Laboratório de Energias Alternativas (LEA), na Universidade Federal do Ceará (UFC), campus do Pici. A planta FV é composta por 6 módulos de 250 W_p ligados em série, modelo YL250P-29b da Yingli Solar e um inversor eletrônico PHB1500-SS da empresa PHB Eletrônica, responsável pelo processamento de energia elétrica gerada, para injeção da mesma na rede elétrica, totalizando 1,5 kW_p de potência.

Com o monitoramento de dados de potência gerada, irradiância, temperatura, corrente e tensão, gráficos de cada variável ao longo do tempo podem ser elaborados. Para que seja possível uma comparação válida, serão escolhidos dias de irradiância média semelhantes considerando o delta de tempo no intervalo de análise diário de 05:00 às 18:00hrs. Este tipo de análise representa um diferencial ao presente trabalho em relação aos estudos de sombreamento

encontrados na literatura, visto que em sua maioria são utilizados traçadores de curva PV e IV, simulações computacionais ou comparação em tempo real com *strings* de referência.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos, sendo o primeiro referente a presente introdução, dois de revisão teórica, dois de desenvolvimento e um conclusivo. Os próximos capítulos estão descritos na sequência:

Capítulo 2 – Estado da Arte. Será mostrado os principais artigos que foram desenvolvidos no mundo a respeito de sombreamento em sistemas FV.

Capítulo 3 – Não-idealidades em sistemas de geração FV. Este capítulo apresentará uma abordagem teórica sobre as não-idealidades comumente encontradas em plantas FV. Será comentado brevemente sobre o efeito da sujidade, temperatura, irradiância solar, umidade, maresia e sombreamento, com ênfase neste último, que é o objeto de estudo deste trabalho.

Capítulo 4 – Descrição do sistema de geração do LEA-UFC. Apresentar-se-ão todos os equipamentos e ligações utilizados no sistema de geração do laboratório, bem como todas suas características físicas e elétricas.

Capítulo 5 – Metodologia, Experimentos e Análise de Dados. Como o próprio nome propõe, neste capítulo será apresentado toda a descrição dos experimentos realizados, bem como a análise de dados obtidos, com elaboração de gráficos comparativos das variáveis de desempenho do sistema e cálculo do FC.

Capítulo 6 – Conclusão. Por fim, apresentar-se-ão as considerações finais do trabalho, discutindo-se detalhadamente o estudo desenvolvido e proposições para continuidade da pesquisa em termos de trabalhos futuros.

Capítulo 7 – Sugestões para trabalhos futuros. Este capítulo elenca diversos tópicos de sugestões para estudos posteriores, baseado nas dificuldades e diferentes possibilidades encontradas na realização do presente trabalho.

2 ESTADO DA ARTE

A tecnologia FV possui a capacidade de gerar eletricidade de forma silenciosa e sua instalação é feita em módulos, desde baixas potências, como no caso das microgerações, até as grandes potências, nas denominadas usinas solares. O grande diferencial da geração FV é o fato da sua integração ao ambiente, ao envelope das edificações e aos equipamentos urbanos, de forma integrativa aos ambientes urbanos, permitindo que determinado espaço tanto abrigue quanto produza energia elétrica. (ATTIA; DE HERDE, 2010; CHIVELET, 2010; FRONTINI; MANFREN; TAGLIABUE, 2012).

Uma das tendências de implementação da geração FV é aquela feita em parques de estacionamento, onde a cobertura dos carros é feita com a sombra gerada pelos próprios módulos. Quando empregada desta forma, outra importante característica desta tecnologia é ressaltada: a possibilidade de gerar eletricidade junto ao ponto de consumo, minimizando perdas de transmissão e distribuição inerentes à energia entregue por centrais geradoras convencionais.

Diante das vantagens explicitadas no parágrafo acima, surgem desvantagens inerentes a todos esses benefícios. O funcionamento ótimo de painéis FV depende do fornecimento de máxima irradiação possível ao longo de todo o período diurno. Garantir essa condição é algo complexo na zona urbana, sendo esta composta por estruturas irregulares e aglomeradas, que ocasionam sombreamentos parciais e dinâmicos, além do aumento de sujidade devido à poluição.

Assim, é necessário estudar o efeito do sombreamento em plantas FV. Como o sombreamento afeta as curvas de potência, tensão e corrente, qual a melhor topologia de ligação dos módulos, quantificar a perda de rendimento, surgimento de pontos quentes, entre outros fatores são alguns dos objetivos triviais buscados ao se estudar este fenômeno. Diversos estudos foram feitos sobre o tema e neste capítulo são apresentados os mais recentes no Brasil e no mundo.

- **Investigação do impacto de sombreamento em planta FV conectada à rede no noroeste da China (SUN et al., 2014)**

Um experimento realizado no noroeste da China analisou o efeito do sombreamento produzido por um poste da rede de distribuição em uma planta FV de 20 MWp conectada à rede elétrica. A planta era composta por módulos de silício policristalino, de um fabricante chinês. Cada módulo é composto por 60 células em série, com diodos de *by-pass* a cada conjunto de

20 células. Na Figura 4 é possível verificar o sombreamento em estudo, e a numeração dos módulos.

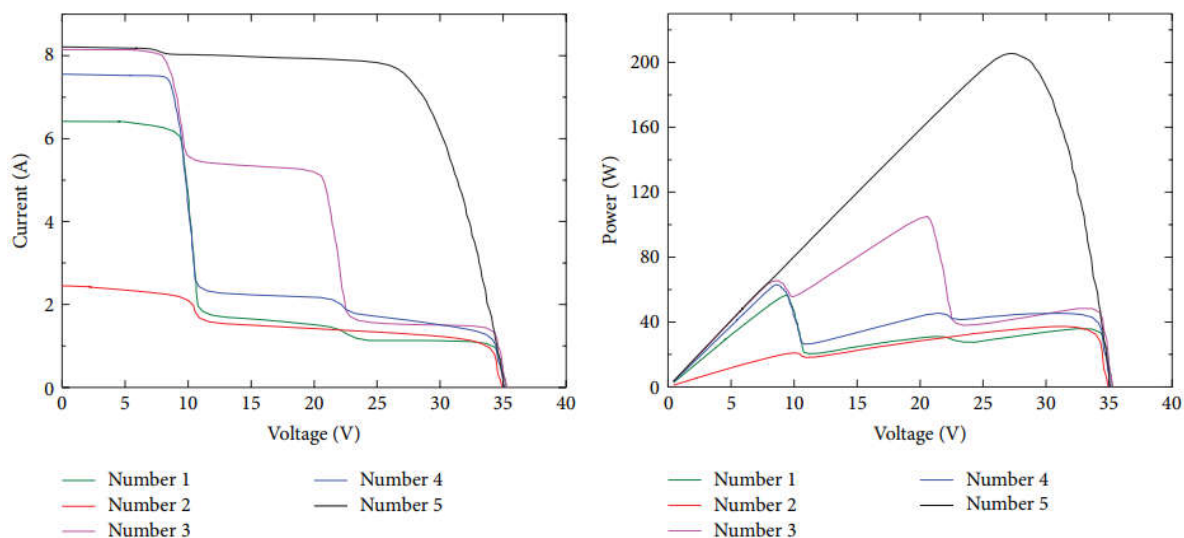
Figura 4 – Sombreamento do poste de distribuição nos módulos FV



Fonte: Adaptado de SUN et al., 2014.

Com isso, cinco curvas I-V e P-V foram obtidas relativas aos módulos numerados, mostradas na Figura 5.

Figura 5 – Curvas IV e PV relacionadas a cada módulo



Fonte: SUN et al., 2014.

O experimento foi realizado no intervalo de 10:00 a.m. e 11:00 a.m. sob irradiância constante no valor de 850 W/m^2 . O módulo de nº 5 não é sombreado e por este motivo suas propriedades elétricas são mantidas, como é possível verificar nas curvas IV e PV de número 5. As demais curvas foram afetadas e suas curvas IV mudaram, como resultado, seus respectivos desempenhos diminuíram. A geração FV dos módulos sob condições de

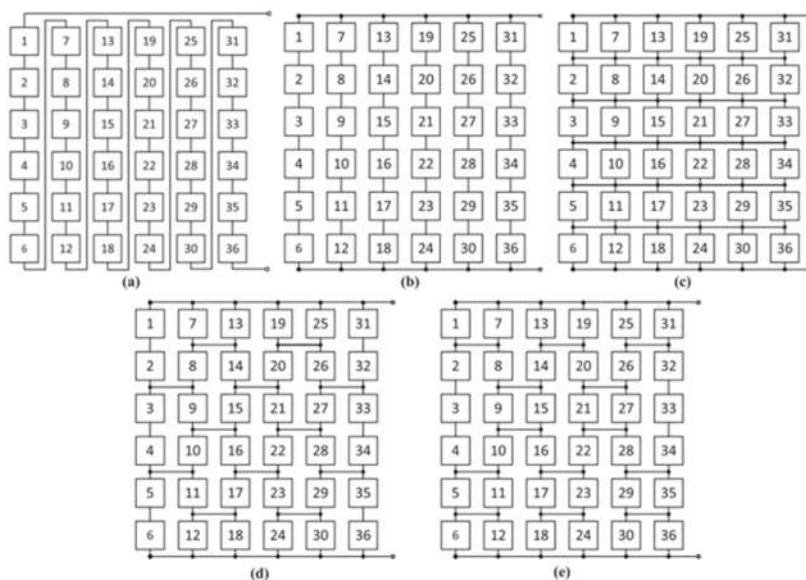
sombreamento não foi totalmente comprometida devido a atuação dos diodos de *by-pass* e suas curvas PV e IV são diferentes em relação a diferentes posições de sombra e área.

Portanto, concluiu-se que não só o sombreamento afeta a geração FV como também, as propriedades elétricas dos módulos mudam conforme uma sombra dinâmica (que varia sua posição e tamanho ao longo do tempo) e sua área. A mesma área de sombra em diferentes posições pode causar diferentes impactos em módulos FV idênticos.

- **Análise e comparação de diferentes configurações de ligação de módulos FV sob condições parciais de sombreamento (BINGÖL; ÖZKAYA, 2018)**

Uma das soluções para o sombreamento parcial é a topologia de ligação entre módulos. Nesse estudo cinco esquemas diferentes: série (S - *Series*), série-paralelo (SP - *Series-Parallel*), cruzamento total (TCT - *Total-Cross-Tied*), conexão em ponte (BL - *Bridged-Linked*) e ninho de abelha (HC - *Honey-Comb*), mostrados da letra 'a' até 'e', respectivamente, na Figura 6, foram testados usando um sistema FV 6 x 6 sob seis diferentes padrões de sombreamento. Foram feitas simulações no *software* MATLAB/Simulink e os resultados foram comparados com base em perdas por sombreamento (*shading loss*), perdas por descasamento (*mismatch loss*) e fator de forma (*fill factor*).

Figura 6 – Diagramas esquemáticos das diferentes configurações



Fonte: BINGÖL; ÖZKAYA, 2018.

Perdas por sombreamento (*shading loss*): é a diferença entre o arranjo de máxima potência sem sombreamento parcial (P_{\max_u}) e a soma das máximas potências individuais dos módulos

sob condições de sombreamento (P_{\max_i}) (EL-DEIN; KAZERANI; SALAMA, 2013; VIJAYALEKSHMY; BINDU; IYER, 2014). Matematicamente:

$$P_{\text{shadingloss}} = P_{\max_u} - \sum P_{\max_i}$$

Perdas por descasamento (*mismatch loss*): é definida como a diferença entre a soma das potências máximas individuais dos módulos (P_{\max_i}) e o ponto de máxima potência global ($GMPP - Global Maximum Power Point$) sob condições de sombreamento parcial (P_{GMPP}). (VIJAYALEKSHMY et al., 2014).

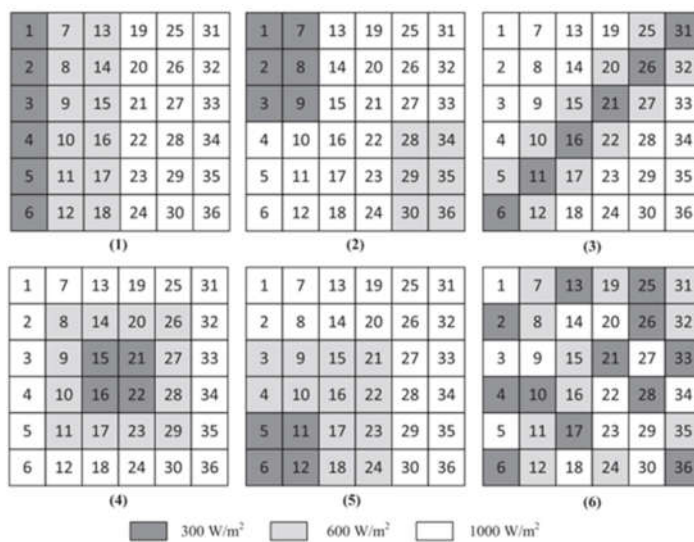
$$P_{\text{mismatchloss}} = \sum P_{\max_i} - P_{GMPP}$$

Fator de Forma (*fill factor*): é a relação entre a potência máxima global (P_{GMPP}) e o produto entre a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto circuito (I_{sc}) do arranjo sob condições de sombreamento parcial (VIJAYALEKSHMY et al., 2014).

$$FF = \frac{P_{GMPP}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Os seis padrões de sombreamento parcial são mostrados na Figura 7:

Figura 7 – Sombreamento parcial para os seis casos



Fonte: BINGÖL; ÖZKAYA, 2018.

Ao analisar os resultados, é verificado que para o caso 1, as configurações SP, TCT, BL e HC possuem a mesma potência máxima. Para os outros padrões de sombreamento, a maior potência é obtida na configuração TCT. As perdas de sombreamento foram as mesmas para todas as configurações em cada caso. A topologia TCT apresentou as menores perdas por descasamento e o melhor fator de forma.

- **Efeito do sombreamento na performance de um painel solar FV (SATHYANARAYANA et al., 2015)**

Pesquisadores na Índia buscaram estudar de forma sistemática o efeito do sombreamento na potência de saída, no fator de forma e na eficiência de um painel solar FV. Correlações diretas entre corrente de curto circuito e irradiação solar foram encontradas sob condições uniformes de sombreamento. Por outro lado, sob condições de sombra não uniforme, foram verificados diferentes comportamentos, de tal maneira que este último tipo de sombreamento deve ser evitado para que seja obtido um melhor funcionamento do painel.

Figura 8 – Painel FV sob condições de sombreamento não-uniforme e uniforme



Fonte: Adaptado de SATHYANARAYANA et al., 2015.

O painel utilizado é de baixa potência (10 W) composto por 36 células de silício policristalino. O experimento de sombreamento uniforme foi feito baseado na quantidade de transmitância de luz em porcentagem, de 0% a 75% com passo de 25%. Para o caso de sombreamento não-uniforme foram utilizados objetos simulacionais tais como folha de árvore, cabo elétrico, um modelo de sombra de um edifício e um modelo de sombra de um pássaro. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 1 e Tabela 2.

Tabela 1 – Efeito do sombreamento uniforme na performance do painel FV

Nº	% Sombreamento	Eficiência	Fator de forma
1	0	8,35	78,20
2	25	8,50	80,66
3	50	8,63	80,88
4	75	8,78	80,80

Fonte: Adaptado de SATHYANARAYANA et al., 2015.

Com base nesses resultados, infere-se que a corrente de curto-circuito diminui conforme o sombreamento aumenta, e uma relação linear é observada entre esses parâmetros. Neste caso, o sombreamento funciona como uma diminuição da irradiância, portanto, a variação no fator de forma e na eficiência não é notória. Portanto, um sombreamento uniforme não tem efeito no circuito ou na performance da célula além da diminuição da potência de saída.

Tabela 2 – Efeito do sombreamento não-uniforme na performance do painel FV

Nº	Objeto usado para sombreamento	Área de sombreamento aproximada (%)	Eficiência	Fator de forma
1	Folha de árvore	9,061	6,01	68,10
2	Cabo elétrico	0,72	7,85	79,02
3	Modelo de edifício	19,82	2,46	62,63
4	Modelo de pássaro	4,00	3,21	54,37

Fonte: Adaptado de SATHYANARAYANA et al., 2015.

O modelo de edifício foi o que mais afetou a performance do painel FV e o cabo elétrico o que menos afetou, infere-se que o efeito depende da área de sombreamento. As células que receberam menos irradiância que o restante atuaram como cargas e causaram queda na corrente, potência e eficiência. Para melhor uso de painéis FV, sombreamento não-uniforme deve ser evitado o máximo possível.

- **Funcionamento de um sistema FV conectado à rede sob sombreamento parcial (DELINE, 2009)**

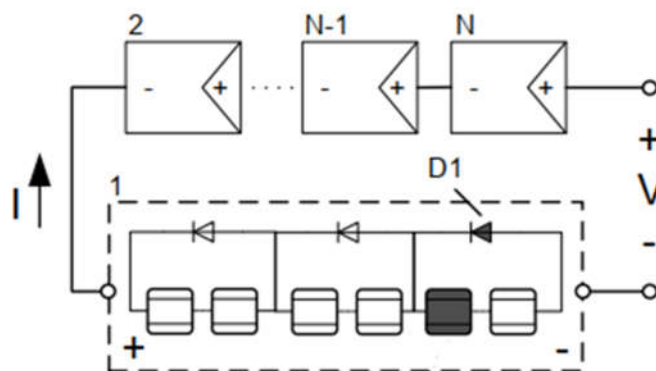
O sombreamento parcial em uma instalação FV ocasiona impactos na potência produzida. Nesse estudo, resultados experimentais foram obtidos a partir de uma *string* FV conectada na rede, submetida a diferentes condições de sombreamento. Os resultados relacionam o tamanho e a posição da sombra com a redução de potência do sistema.

Tipicamente, módulos de silício policristalino contêm diodos *by-pass* para prevenir danos de corrente reversa em células parcialmente sombreadas. Esses dispositivos são dispostos a cada conjunto de células. O diodo irá conduzir quando a potência dissipada em uma célula sombreada for suficiente para causar altas temperaturas (BHATTACHARYA; NEOGY, 1991; BISHOP, 1989).

Embora o propósito do diodo *by-pass* não seja necessariamente melhorar a performance de módulos sob condições de sombreamento, este é muito útil nesse aspecto. O diodo isola o grupo de células sombreadas do circuito, ocasionando uma diminuição na tensão

de saída, para o esquema mostrado na Figura 9, essa diminuição é de 1/3. A diminuição na potência de saída não é linear e uma pequena sombra em uma única célula pode reduzir drasticamente a potência do sistema.

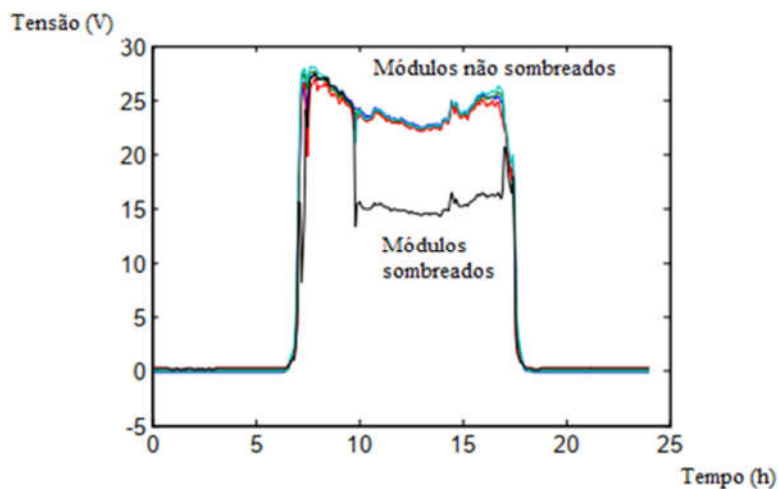
Figura 9 – Esquemático da disposição dos diodos *by-pass*



Fonte: Adaptado de DELINE, 2009.

O experimento foi feito com 10 módulos de silício policristalino, com potência nominal de 165 W_p, conectados em série a um inversor SMA 1800U. Foram feitos dois testes, o primeiro consistiu em sombrear os módulos diretamente por meio de um filme fosco. Sombrear metade de uma célula resultou numa queda de potência relativa a 18 células, visto que o diodo *by-pass* atuou. Portanto, a redução de potência do sombreamento de meia célula foi equivalente a remover uma área ativa de 36 vezes a sombra realizada. Como visto no gráfico da Figura 10, houve uma queda de 1/3 na tensão de saída.

Figura 10 – Tensão de saída dos módulos ao longo do tempo



Fonte: Adaptado de DELINE, 2009.

O segundo teste foi realizado por meio de sombras dinâmicas, através de anteparos dispostos nas proximidades dos painéis FV. Uma placa de 60 cm x 60 cm foi posicionada a 50 m do último módulo e um cano de PVC com diâmetro de 4” foi colocado na frente do penúltimo módulo. A disposição física simulada e real dos objetos podem ser vistas na Figura 11:

Figura 11 – Disposição física dos anteparos em planta real (esquerda) e simulada (direita)



Fonte: DELINE, 2009.

Foi escolhido um dia específico em que as nuvens não interferiram nos resultados dos testes realizados, os anteparos foram mantidos durante um dia inteiro e um gráfico de potência versus tempo foi elaborado.

Houve uma redução relativa na potência de saída ao longo da variação da posição da sombra no decorrer do tempo. A sombra da placa cobre o módulo efetivamente pelo período da manhã, apresentando uma redução na curva entre 7:00 e 10:00 A.M. A sombra do cano é aparente no módulo a partir das 3:00 P.M. a qual a potência relativa chegou a 60%.

- **Características de painéis FV sob sombreamento (TADJINE; REKIOUA, 2016)**

Neste artigo, as características elétricas de um painel FV são investigadas com relação a diferentes condições climáticas (de irradiância e temperatura ambiente) e diferentes condições de sombreamento. Na Figura 12 é mostrado os seis casos de sombreamento realizados pelo autor.

Figura 12 – Condições de sombreamento realizadas



Fonte: Adaptado de TADJINE; REKIOUA, 2016.

Como metodologia é utilizado simulações (MATLAB/Simulink) e experimento a sol real por meio do *software* LabVIEW. O painel utilizado é da Suntech com potência nominal de 80 Wp.

Considere G como parâmetro de irradiância e T para temperatura, foram realizados três testes com os seguintes valores: $G = 890 \text{ W/m}^2$ e $T = 35 \text{ }^\circ\text{C}$, $G = 648 \text{ W/m}^2$ e $T = 23 \text{ }^\circ\text{C}$ e por último, $G = 410 \text{ W/m}^2$ e $T = 18 \text{ }^\circ\text{C}$.

Inicialmente foi possível inferir que:

1. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) diminui quando a irradiância aumenta.
2. A corrente de curto-circuito (I_{sc}) é proporcional a irradiância e a temperatura.

Por meio das curvas obtidas, os autores concluíram que os efeitos do sombreamento realizados nas diferentes composições mostradas na Figura 12, confirmam a diminuição da eficiência do modulo FV. As quedas nas curvas IV e PV ocorrem devido a atuação dos diodos *by-pass* que protegem o sistema contra pontos-quentes (*hotspots*). Finalmente os autores sugerem que a potência de saída pode ser otimizada por meio de técnicas de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) durante o sombreamento.

- **Efeito do sombreamento em módulos FV (COUTINHO et al., 2016)**

Através de um circuito eletrônico que varia a carga aplicada ao módulo fotovoltaico, são coletados dados e traçadas as curvas de corrente versus tensão e potência versus tensão sob diferentes condições de sombreamento. As curvas são utilizadas como método de comparação na verificação do efeito das sombras nos módulos. Na Figura 13 é mostrado possibilidades reais de sombreamento em zona urbana.

Figura 13 – Registro de casos práticos de sombreamento urbano

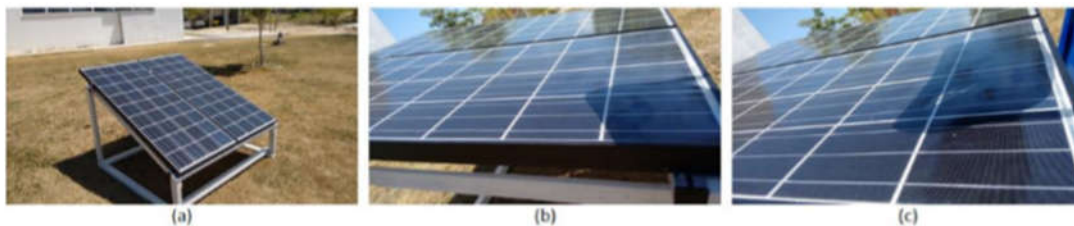


Fonte: COUTINHO et al., 2016.

Nas duas primeiras imagens à esquerda é mostrado o caso do sombreamento total, onde algum objeto do ambiente atua como anteparo gerando uma sombra sob a planta FV, nesse caso, pode ocorrer a interrupção total da captação de radiação solar pelo módulo, assim, fazendo-o deixar de produzir energia e dependendo da topologia de ligação entre os painéis, pode interferir em todo o sistema de geração. A última imagem é o caso de um sombreamento parcial, no qual a sombra de algumas células interfere na geração do módulo.

O trabalho citado realiza um estudo por meio de comparações entre painéis sombreados (uma e duas células) e não-sombreados, e compara a potência gerada em ambos os casos. A Figura 14 mostra fotos do sombreamento realizado.

Figura 14 – Testes de sombreamento realizados nos módulos FV



Fonte: COUTINHO et al., 2016.

Ao se comparar as curvas P-V sem sombreamento com as com uma célula sombreada a queda máxima de potência foi de aproximadamente cinquenta por cento. Ao sombrear uma célula, todo um conjunto de dezoito células deixa de fornecer potência. A tensão também diminuiu cinquenta por cento, porém a corrente não variou muito, visto que as células

estão ligadas em série. O efeito mais notório foi ao sombrear duas células, como são uma de cada grupo, os dois arranjos série deixaram de funcionar, entregando uma potência quase nula na saída.

- **Resultados experimentais de sombreamento parcial em módulos FV (RODRIGUES; TELES; MACÊDO, 2018)**

Avaliou-se o impacto do sombreamento devido a cabos elétricos multiplexados em quatro módulos FV de maneira experimental, onde dois módulos foram submetidos a condição de sombreamento e os outros dois operam normalmente. Os painéis utilizados para a realização dos testes são fabricados com 60 células de silício policristalino e possuem potência similar.

Na vertical, foi necessário utilizar um cabo para cada módulo que se desejava sombrear, de forma centralizada entre 10:00 h as 14:00 h, visto na Figura 15. O sombreamento na horizontal utilizou-se um cabo apenas, passando sobre os três módulos.

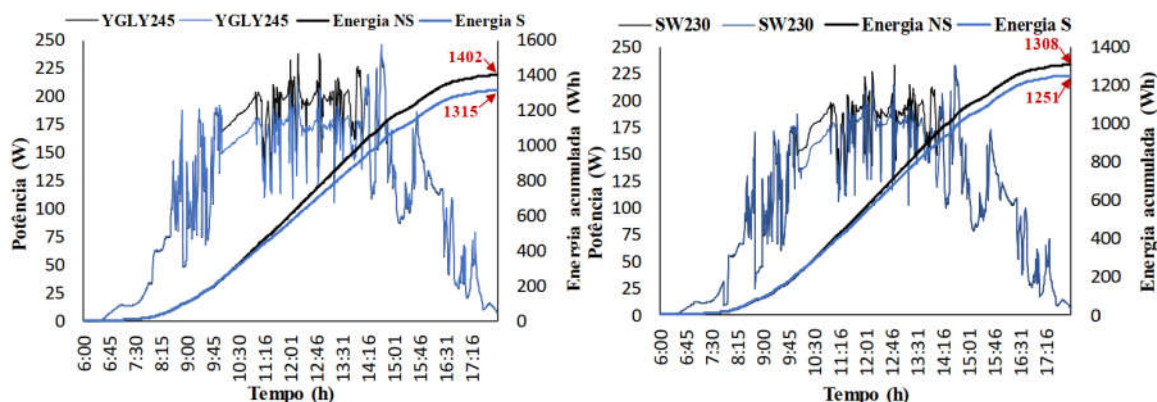
Figura 15 – Projeção da sombra do cabo elétrico



Fonte: RODRIGUES et al., 2018.

Foi comparado dois dias consecutivos de operação em condição normal dos pares de módulos FV de potências iguais, onde obteve-se uma diferença de energia e potência explicitada na Figuras 16:

Figura 16 – Desempenho dos módulos SW230 e YGLY245 para sombreamento vertical

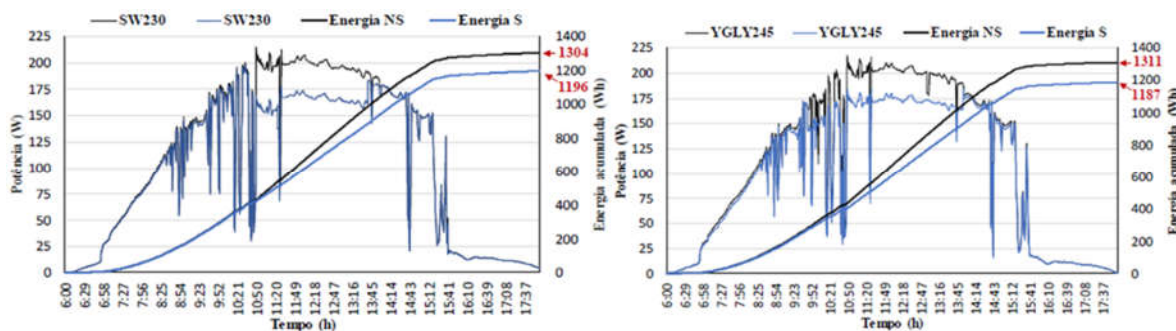


Fonte: RODRIGUES et al., 2018.

Para o sombreamento vertical os resultados podem ser vistos na Figura 16, a uma irradiância de 600 W/m^2 , o módulo SW230 apresentou uma redução de potência de 2 a 5 W e de 57 Wh na energia. Para o módulo YGLY245 a redução de potência foi na ordem de 10 a 20 W e de 87 Wh na energia diária.

Na figura 17 são mostrados os resultados para o sombreamento horizontal. Neste experimento, optou-se por ilustrar a influência do sombreamento ao longo do dia inteiro. Para o módulo SW230, as perdas de potência em relação ao módulo não sombreado superaram os 25 W e a energia diária apresentou uma diferença de 108 Wh. Para o módulo YGLY245, em alguns instantes superou os 25 W de perdas e uma diferença de energia de 124 Wh.

Figura 17 – Desempenho dos módulos SW230 e YGLY245 para sombreamento horizontal

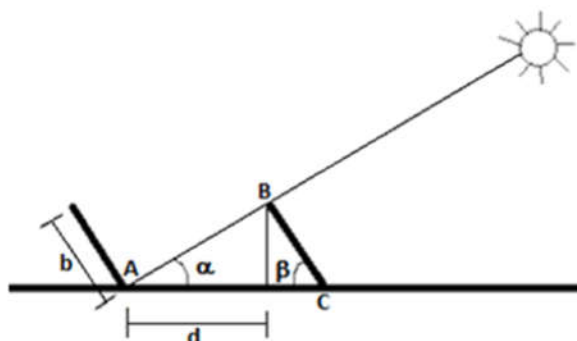


Fonte: RODRIGUES et al., 2018.

- **Análise do sombreamento entre painéis FV (DE SOUZA; TAPIA, 2018)**

Uma das causas de sombreamento que interferem no desempenho de plantas FV é aquele provocado pela sombra entre os painéis que constituem a planta, um esquemático é mostrado na Figura 18. A inclinação dos módulos é feita para se obter uma irradiação direta mais evidente, no entanto, a sombra resultante pode, além de diminuir o rendimento do sistema, também danificar as células solares.

Figura 18 – Esquema de dois painéis solares



Fonte: DE SOUZA; TAPIA, 2018.

O estudo analisa este tipo de ocorrência de sombra entre dois módulos FV, baseando-se em equações de rastreamento solar e trigonometria simples implementadas ao *software* matemático MATLAB.

Pela Lei dos Senos no triângulo ABC, pode-se determinar uma relação entre a distância dos painéis e a altura solar:

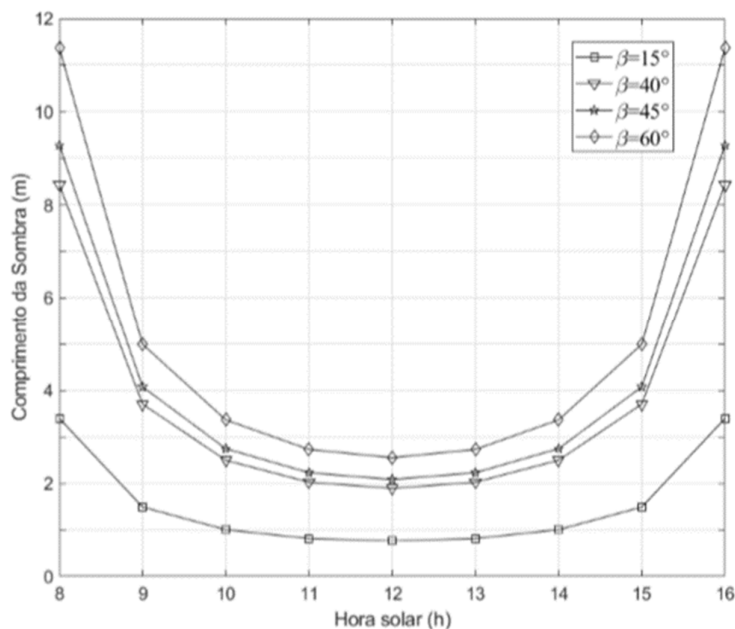
$$\frac{D}{\sin(180 - (\alpha + \beta))} = \frac{b}{\sin \alpha}$$

$$D = b(\cos \beta + \sin \beta \cotan \alpha)$$

$$d = D - b \cos \beta$$

Na figura 19 é possível verificar a variação do comprimento da sombra ao longo do dia para diferentes inclinações dos painéis.

Figura 19 – Curvas do comprimento da sombra durante o dia para diversas inclinações do painel



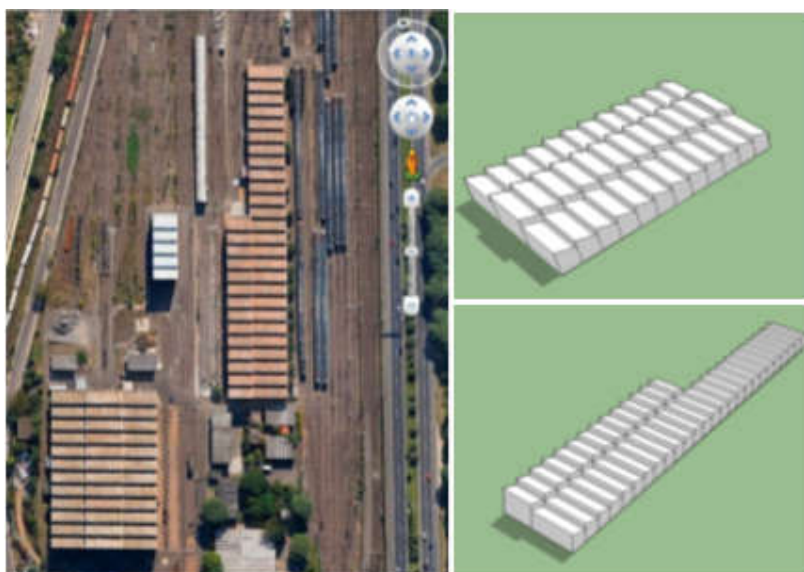
Fonte: DE SOUZA; TAPIA, 2018.

O método proposto utilizou como referência o comprimento de sombra calculado por (CASTELLANO et al., 2015). O erro relativo entre o valor obtido e a referência apresentou um valor máximo de 1,19%, podendo-se considerar desprezível. Assim é possível prever a distância mínima entre painéis de uma planta FV de qualquer região, pois o método necessita apenas dos dados geográficos da mesma e das características do painel, como seu comprimento e ângulo de inclinação.

- **Efeito de sombreamento no desempenho de uma usina solar FV (RUSCHEL; KRENZINGER, 2017)**

Em usinas solares, que representam sistemas de grande porte, é comum ocorrer o sombreamento de uma fileira de módulos em uma subsequente. Este problema é o mesmo modelado no artigo de (DE SOUZA; TAPIA, 2018), que calcula a distância da sombra gerada. Em latitudes mais altas a ocorrência de sombras entre módulos é mais aparente, visto que próximo ao solstício de inverno, a altitude solar permanece muito baixa, desta forma é necessário um afastamento maior entre fileiras. A edificação em estudo é propriedade da empresa de Trens Urbanos de Porto Alegre (TRENSURB), na qual será instalada uma usina de 550,8 kW_p. A Figura 20 mostra a imagem de satélite e a modelagem da edificação.

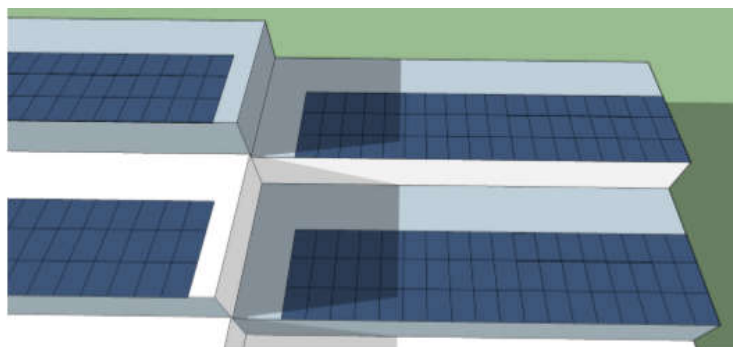
Figura 20 – Prédios disponíveis para a instalação da usina: à esquerda imagem do satélite (Google Earth) e à direita o modelo do Google SketchUP



Fonte: Adaptado de RUSCHEL; KRENZINGER, 2017.

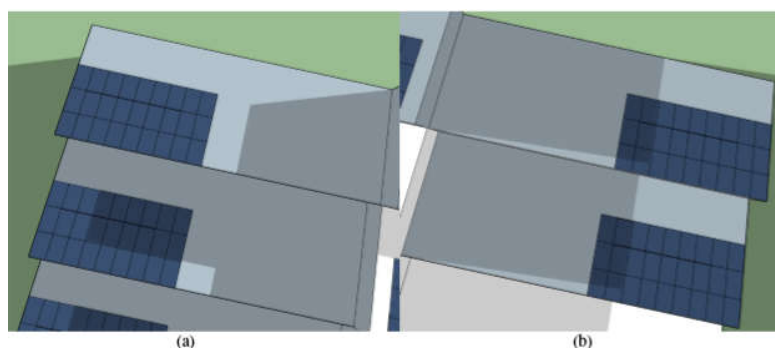
São calculados sete diferentes casos: dois correspondem à configuração alternativa apresentada na figura 21, com as laterais Leste e Oeste com 9 módulos por fileira. Os outros 4 casos correspondem à utilização de 18 módulos por fileira. As simulações tridimensionais do ambiente feitas no *software* Google SketchUP podem ser vistas nas Figuras 21 e 22:

Figura 21 – Detalhe do lado Leste no dia 20/02 às 17h



Fonte: RUSCHEL; KRENZINGER, 2017.

Figura 22 – Sombreamento nos equinócios (a) no lado Oeste às 07:00 e (b) no lado Leste às 17:00



Fonte: RUSCHEL; KRENZINGER, 2017.

Os resultados obtidos por meio das simulações são sintetizados na Tabela 3:

Tabela 3 – Energia produzida anual em relação ao caso sem sombreamento

Orientação	9 Módulos por fileira	18 – Frontal	18 - Posterior
Leste	98,47 %	94,91 %	94,52 %
Oeste	97,79 %	93,19 %	92,91 %

Fonte: Adaptado de RUSCHEL; KRENZINGER, 2017.

Pode-se concluir que embora a disposição de módulos FV nos *sheds* mais baixos com 18 módulos em sua largura, apesar de apresentarem maior facilidade de ligação, levam a um rendimento menor. Em relação ao referencial sem sombreamento, neste caso, produzir-se-ia até 7% menos energia, o que representa até 5 MW.h/ano. Recomenda-se realizar a configuração de apenas 9 módulos por fileira, no qual as perdas ficam em torno de 2%. Nesta configuração é necessário o dobro de *sheds*, o que não é problema visto que há disponibilidade.

- **Impacto do sombreamento em um sistema FV conectado à rede elétrica (SIMPLICIO et al., 2016)**

Um sistema de 10 kW_p deve ser instalado na laje da lanchonete localizada no Parque Villa Lobos, na cidade de São Paulo. Para tanto, é utilizado o *software* PVSyst V6.38 para quantificar as perdas devido ao sombreamento. Diversas configurações (12) foram testadas e as três melhores foram analisadas detalhadamente. Realizou-se o cálculo do retorno do investimento, e verificou-se que um sistema FV instalado em ambiente urbano, mesmo com a presença de diversos obstáculos como construções vizinhas, árvores e chaminés, pode ser pago em 10 anos, demonstrando que esta tecnologia tem grande potencial de disseminação no Brasil. Na Figura 23 é mostrado a simulação da edificação estudada.

Figura 23 – Modelo 3D criado a partir de fotografias da lanchonete



Fonte: SIMPLICIO et al., 2016.

Para mensurar o rendimento de um sistema FV, alguns indicadores foram estabelecidos, o conceito de cada um deles é definido abaixo:

Produtividade Final – Y_f : Razão da energia injetada na rede elétrica E_{GRID} pela potência nominal do sistema P_0 , representando o número de horas que o sistema precisaria funcionar na potência nominal para fornecer uma quantidade E_{GRID} de energia para a rede. O Y_f pode ser dado em horas ou em kWh/kWp. Como este parâmetro é normalizado pela potência do sistema, ele pode ser utilizado para comparar sistemas de diferentes tamanhos (MARION et al., 2005).

Produtividade de Referência – Y_r : O Y_r é numericamente igual à energia incidente no plano dos módulos, expressa em kWh/m². Pode ser entendido como o recurso solar disponível naquele local, com os módulos na orientação definida, representando o número de horas que o sistema funciona sob a irradiação de referência (MARION et al., 2005).

Desempenho Global – PR: Trata-se a razão do Y_f e Y_r sendo um número adimensional e quantifica a eficiência do sistema como um todo, contabilizando todas as perdas do sistema (MARION et al., 2005).

Produtividade do Arranjo – Y_a : Similar ao Y_f , porém utiliza apenas a produção de energia do arranjo fotovoltaico, ou seja, definido pela razão da energia produzida na saída dos arranjos E_{DC} pela potência nominal do sistema P_0 . O Y_a pode ser dado em horas ou em kWh/kWp.

Perdas no Coletor – L_c : Este parâmetro será utilizado para identificar os sistemas com maior aproveitamento da energia incidente recebida. É calculado pela diferença do Y_f pelo Y_a . Pode ser dado em horas ou em kWh/kWp. Inclui todas as perdas do sistema desde a captação da irradiação incidente até a entrada do inversor, ou seja, o L_c contabiliza perdas de natureza óptica, térmica e elétrica do lado CC do sistema.

As perdas por ausência de irradiação e por descasamento elétrico para as principais configurações selecionadas são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4 – Perdas em cada configuração devido ao sombreamento

	Configuração 08	Configuração 10	Configuração 11
Ausência de irradiação	5,5%	7,4%	5,8%
Descasamento elétrico	3,2%	4,8%	3,3%

Fonte: Adaptado de SIMPLICIO et al., 2016.

Na Tabela 5 os parâmetros de produtividade são analisados. A produtividade final (Y_f) e as perdas no coletor (L_c) indicam que a melhor configuração que aproveita a irradiação incidente nos módulos é a configuração 08, mesmo não sendo a que produz mais energia elétrica, mas é a que entrega mais energia por kWp instalado.

Tabela 5 – Parâmetros de produtividade para cada configuração

	Configuração 08	Configuração 10	Configuração 11
Y_r [kWh/m ²]	3,91	3,95	3,91
L_c [kWh/kWp]	1,009	1,130	1,022
Y_a [kWh/kWp]	2,90	2,82	2,89
Y_f [kWh/kWp]	2,82	2,75	2,80
PR [%]	72,2	69,5	71,8
EGRID [MWh]	9,083	9,829	8,024

Fonte: Adaptado de SIMPLICIO et al., 2016.

Como forma de sintetizar a revisão dos estudos realizados no Brasil e no mundo sobre o fenômeno do sombreamento em painéis FV, foram elaboradas as Tabelas 6 e 7:

Tabela 6 – Revisão dos estudos feitos sobre sombreamento no exterior

Referência	Principais pontos
Funcionamento de um sistema FV conectado à rede sob sombreamento parcial (DELINE, 2009)	<ul style="list-style-type: none"> • Experimento a partir de <i>string</i> (10 módulos – 165 W) conectada na rede, relacionou tamanho e posição da sombra com a potência de saída • Uma placa e um cano foram utilizados como anteparo • A potência de saída diminuiu em até 60%
Investigação do impacto de sombreamento em planta FV conectada à rede no noroeste da China (SUN et al., 2014)	<ul style="list-style-type: none"> • Planta de 20 MWp conectada à rede • Efeito do sombreamento de postes de distribuição • Curvas IV e PV apresentaram alterações que indicam redução de desempenho
Efeito do sombreamento na performance de um painel solar FV (SATHYANARAYANA et al., 2015)	<ul style="list-style-type: none"> • Estudou um único painel de baixa potência (10 W) • Sombreamento uniforme por nível de transmitância de luz 0%, 25%, 50% e 75% • Sombreamento não-uniforme com objetos reais • Sombreamento não-uniforme afetou mais o desempenho do que o uniforme
Características de painéis FV sob sombreamento (TADJINE; REKIOUA, 2016)	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo da relação entre diferentes condições climáticas (de irradiância e temperatura ambiente) com diferentes sombreamentos • Sombreamentos 100%, 75%, 50%, 25%, coberto por folhas e poluído com areia • Curvas IV e PV traçadas, diminuição da potência de saída baseada no funcionamento dos diodos <i>bypass</i>
Análise e comparação de diferentes configurações de ligação de módulos FV sob condições parciais de sombreamento (BINGÖL, O.; ÖZKAYA, B., 2018)	<ul style="list-style-type: none"> • Estuda as topologias de ligação S, SP, TCT, BL e HC • Matrizes de simulação de sombreamento parcial • TCT apresentou a melhor performance

Fonte: O próprio autor.

Tabela 7 – Revisão dos estudos feitos sobre sombreamento no Brasil

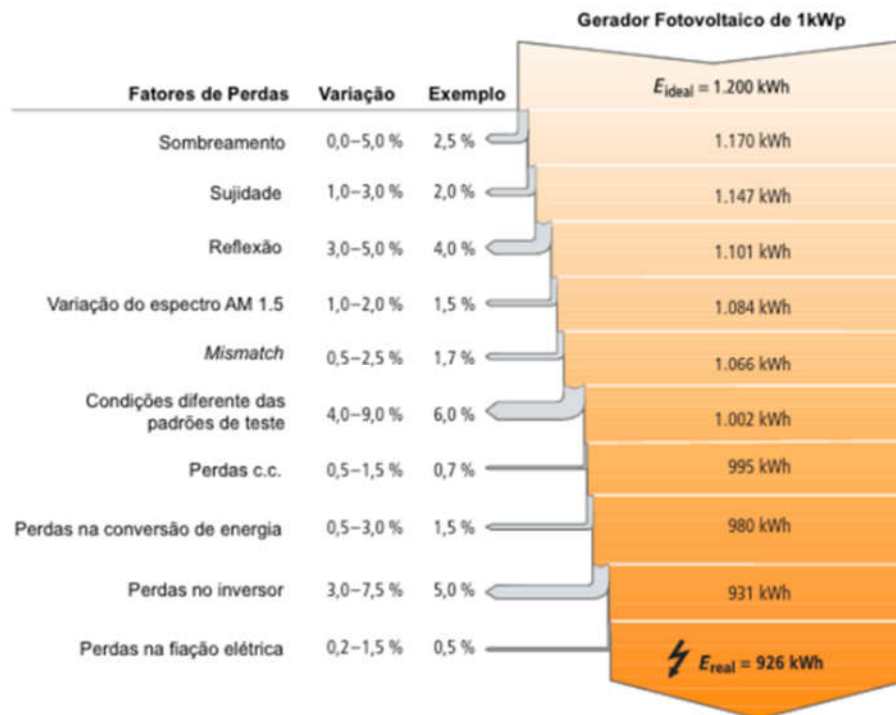
Referência	Principais pontos
Efeito do sombreamento em módulos FV (COUTINHO et al., 2016)	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo por meio de comparações entre painéis sombreados (uma e duas células) e não-sombreados • Comparou-se as curvas PV com e sem sombreamento • Com uma célula sombreada a potência reduziu em 50% e com duas reduziu a 0%
Efeito do sombreamento no desempenho de uma usina solar FV (RUSCHEL; KRENZINGER, 2016)	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo de sombreamento entre <i>sheds</i> para usina de grande porte (550,8 kW_p) • Estudo por meio de modelagem tridimensional e dados meteorológicos • Verificou-se que sem estudar sombreamento poderia ocorrer uma perda de até 5 MW.h/ano
Impacto do sombreamento em um sistema FV conectado à rede elétrica (SIMPLICIO et al., 2016)	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo de sombreamento em ambiente urbano para implementação de uma planta FV • Estudo por meio de modelagem tridimensional • Cálculo de retorno financeiro positivo mesmo com sombreamento (planta paga em 10 anos)
Análise do sombreamento entre painéis FV (SOUZA; TAPIA, 2018)	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo do sombreamento entre os painéis que constituem uma planta • Elaborou-se um método de cálculo da distância da sombra gerada por painéis próximos
Resultados experimentais de sombreamento parcial em módulos FV (RODRIGUES et al., 2018)	<ul style="list-style-type: none"> • Impacto do sombreamento devido cabos elétricos • Sombreamento vertical e horizontal • Redução de 2 a 5 W para o caso vertical e de 10 a 20 W para o horizontal

Fonte: O próprio autor.

3 NÃO-IDEALIDADES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Como não-idealidades entende-se todos aqueles fatores que desviam das condições padrões de funcionamento e que afetam o desempenho de uma planta FV, ocasionando perdas. Em um estudo recente, a Sociedade Alemã de Energia Solar (SONNENENERGIE, 2013) quantificou os fatores de perdas como representado na Figura 24.

Figura 24 – Fatores de perdas da geração FV



Fonte: Adaptado de SONNENENERGIE, 2013.

Como mostrado na Figura 24, há diversas causas de perdas em plantas FV, porém neste capítulo será dado enfoque aos principais fatores que afetam o desempenho.

3.1 Sombreamento

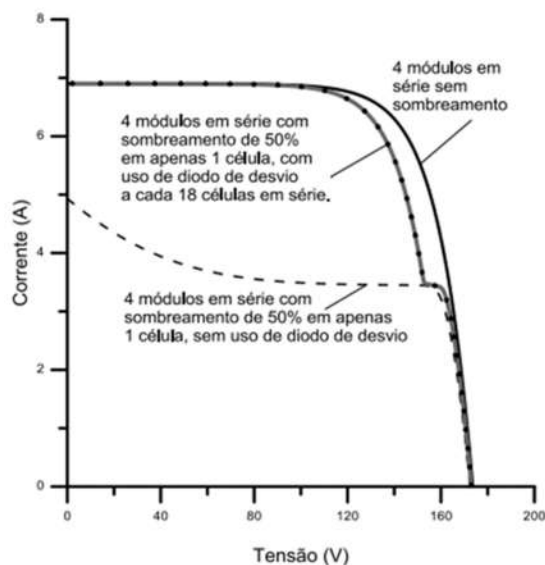
Os módulos de c-Si (silício cristalino) são compostos por células FV associadas em série e em paralelo. Caso uma ou mais células receba menos irradiação solar do que outras da mesma associação, haverá uma limitação de corrente para todo o conjunto série e consequentemente perda de potência no gerador FV. Uma das causas para a redução da irradiação incidente é o sombreamento do módulo.

Quando um caso de sombreamento acontece, há riscos de danos no módulo parcialmente sombreado, uma vez que a potência elétrica gerada é dissipada no módulo afetado. Nesse caso pode ocorrer o fenômeno conhecido como “ponto quente”, do inglês *hotspot*, que

produz intenso calor sobre a célula afetada, com possibilidade de ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais (PINHO; GALDINO, 2014).

Na Figura 25, é mostrado a comparação entre as curvas IV com e sem o efeito do sombreamento para 4 módulos conectados em série com e sem o uso de diodo *by-pass*. Para o caso com sombreamento em uma célula, como a corrente de uma delas diminui, consequentemente a corrente do conjunto também diminui.

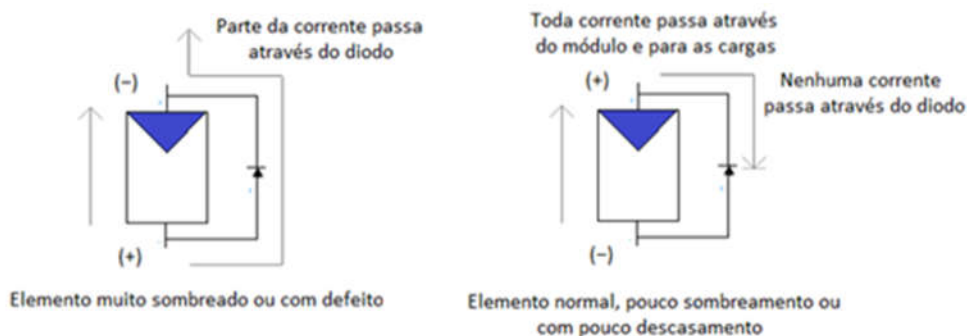
Figura 25 – Curva I-V para 4 módulos com e sem sombreamento



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

O diodo de desvio, do inglês *bypass*, evita a ocorrência de “pontos quentes”, e por oferecer um caminho alternativo para a corrente, também limita a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas. Desta forma, reduz tanto a perda de energia como protege o módulo do risco de danos irreversíveis. Esses diodos são ligados em cada conjunto de 15 a 30 células e seu funcionamento é explicado na Figura 26.

Figura 26 – Operação de um diodo de desvio



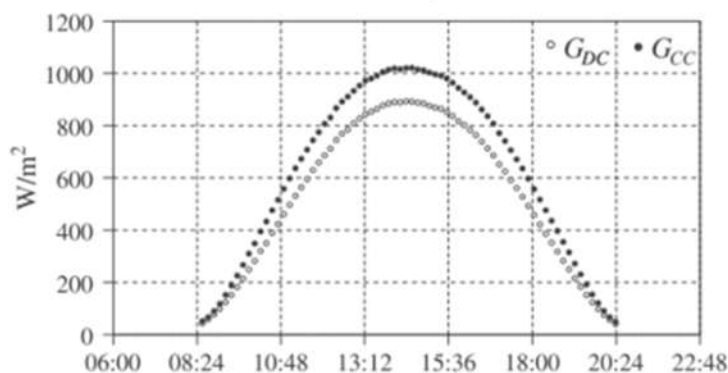
Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO, 2014.

3.2 Sujidade

Soiling (ou sujidade, em tradução livre) é a redução da irradiação solar eficaz devido à absorção, reflexão e dispersão dada através de contaminantes na superfície do módulo FV (SINHA et al., 2014). A sujidade prejudica a transmissividade ótica da irradiação solar nas células FV, reduzindo a eficiência do sistema, uma vez que quanto maior a irradiação solar absorvida, maior a eletricidade gerada. A principal razão para acúmulo de poeira em painéis é a poluição e áreas com concentração elevada de partículas tais como zonas urbanas, rodovias e aeroportos. Diversos estudos apontam valores significativos de perda de energia gerada por sujidade sejam da ordem de 1,5 a 6% ao ano (KIMBER et al., 2006).

O comportamento de irradiância solar absorvida em módulos sob distribuição uniforme de sujeira é visto na Figura 27.

Figura 27 – Irradiância solar – G_{DC} : célula suja e G_{CC} : célula de referência limpa



Fonte: ZORRILLA - CASANOVA et al., 2013.

Quando os módulos possuem uma inclinação de (5 a 10°) a própria chuva consegue fazer a limpeza dos painéis, sendo necessária limpeza adicional em localidades onde não há chuvas frequentes, onde a sujidade é severa e/ou não-uniforme. Um exemplo de sujidade não-uniforme é visto na Figura 28 que mostra uma planta FV localizada em Cartagena, na Espanha.

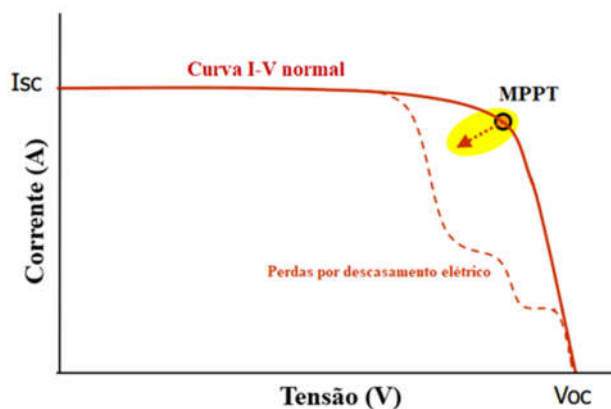
Figura 28 – Caso de sujidade não-uniforme em planta FV



Fonte: LORENZO; MORETÓN; LUQUE, 2014.

A sujidade não-uniforme ocasiona descasamentos elétricos (*mismatch*) de tensão e corrente entre módulos limpos e sujos. O efeito de sujidade não-uniforme pode ser visto na Figura 29, na qual mostra a diminuição do ponto de máxima potência (MPP) da curva I-V.

Figura 29 – Efeito da não-uniformidade da sujidade na curva I-V



Fonte: Adaptado de HERNDAY, 2012.

3.3 Temperatura

Dois fatores externos podem implicar na variação de temperatura das células que compõe os módulos, a incidência de irradiação solar e a variação da temperatura ambiente. O aumento da temperatura da célula FV tende a reduzir a sua eficiência.

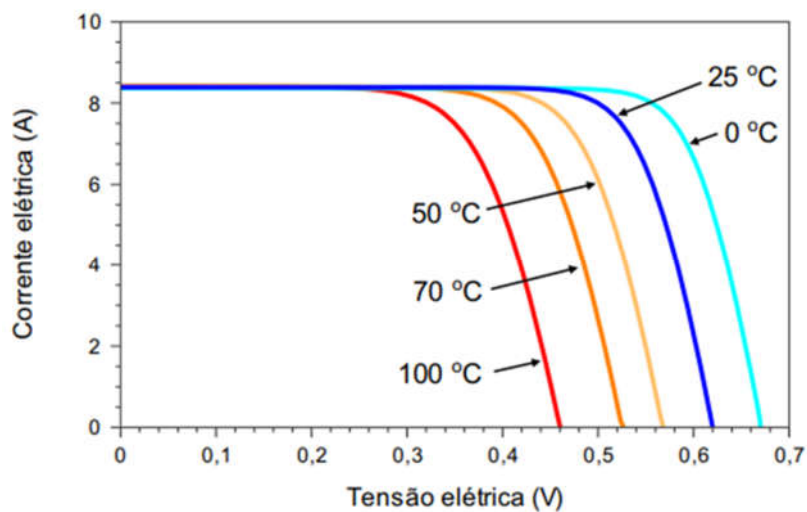
A redução da eficiência acontece porque a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Em uma célula de silício cristalino, um aumento de 100 °C na temperatura produz uma variação da ordem de -0,2 V (-30%) em V_{OC} e de +0,2% em I_{SC} (PINHO; GALDINO, 2014). Acima de 25 °C, cada grau de elevação na temperatura reduz a eficiência, em média, 0,45% (POPOVICI et al., 2016). Em climas quentes, a temperatura de módulos FV não ventilados integrados a coberturas pode chegar a valores superiores a 80°C (RÜTHER et al., 2010).

Altas temperaturas ambientes, além de impactar no desempenho elétrico do sistema, também podem degradar células, reduzindo sua vida útil. Esta degradação causada pela temperatura pode ocorrer de diferentes formas. Um exemplo é o conjunto vidro/encapsulante que protege a célula FV da irradiação ultravioleta e infravermelho, que perde essa capacidade e se torna frágil com o aumento da temperatura (QUINTANA et al., 2002; SEFID et al., 2012). Para módulos c-Si, um levantamento realizado em 1751 sistemas FV, mostrou que a média de degradação para esta tecnologia é de cerca de 0,5% ao ano (JORDAN; KURTZ, 2013).

Vários estudos sobre o tema são encontrados na literatura tanto na análise da influência da temperatura no desempenho de geração FV como na elaboração de mecanismos de resfriamento, tais como as pesquisas envolvendo painéis flutuantes que mostrou um ganho de eficiência de 9,52% para 14,5% devido a este tipo de resfriamento (DO SACRAMENTO et al., 2015).

A Figura 30 mostra o comportamento da curva I-V de uma célula FV em condições padrões de teste, com irradiância 1000 W/m² e espectro AM1,5, quando a temperatura é variada de 0 a 100 °C. Como explicado anteriormente, o aumento na corrente é desprezível e a redução da potência gerada acontece pela redução da tensão de saída que desloca a curva para a esquerda. Considerando a potência como o produto entre tensão e corrente, é possível perceber graficamente a perda na eficiência da célula visto que a potência é representada pela área abaixo de cada curva.

Figura 30 – Influência da temperatura da célula FV na curva I-V



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

3.4 Irradiância solar

A corrente elétrica gerada por uma célula FV aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura (PINHO; GALDINO, 2014).

A I_{sc} de uma célula (e de um módulo) pode ser relacionada à irradiância incidente pela seguinte equação:

$$I_{sc} = I_{sc_stc} \times \frac{G}{1000}$$

Onde:

I_{sc} (A) – Corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e temperatura de 25°C

I_{sc_stc} (A) – Corrente de curto circuito do módulo nas STC

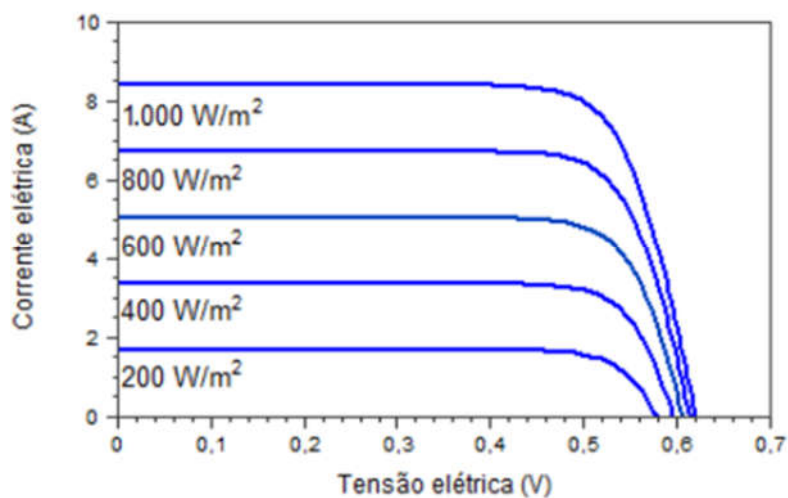
G (W/m^2) – Irradiância incidente sobre o módulo

1000 (W/m^2) – Irradiância nas STC

Obs: STC – *Standart Test Condition*: representa as variáveis físicas nas condições padrão de teste.

A Figura 31 mostra como a irradiância solar incidente afeta a curva I-V de uma célula FV de silício, mantida na temperatura de 25°C , o comportamento também é válido para um módulo FV de silício cristalino. Desta forma, verifica-se o aumento da corrente elétrica com o aumento da irradiância.

Figura 31 – Influência da irradiância solar na curva I-V de uma célula FV de c-Si a 25°C



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

3.5 Umidade e Maresia

A umidade afeta o desempenho de um sistema FV de duas formas. A primeira, por meio do efeito do vapor de água no espalhamento, reflexão e absorção da irradiância solar. A segunda, pelo efeito da entrada de umidade dentro do encapsulamento do módulo FV.

Dependendo do índice de umidade, a irradiância pode ser muito atenuada, podendo ser um dos fatores a influenciar na localização de um sistema FV (GWANDU; CREASEY, 1995). A umidade pode causar a fragilização do material encapsulante e aumento da resistência série das células FV, diminuindo seu desempenho (MEKHILEF; SAIDUR; KAMALISARVESTANI, 2012; SEFID et al., 2012). A alta umidade pode levar à formação

de orvalho sobre o painel FV. Em locais sujeitos a essa condição, coágulos de poeira podem se formar, diminuindo o desempenho do sistema em função da sujeira (MANI; PILLAI, 2010).

A umidade, aliada às temperaturas mais altas das regiões litorâneas, favorece o crescimento de mofo (INTERESSANTE, 2018). A maresia é composta por gotículas que carregam sais e sujeira como argila, material orgânico decomposto e seres microscópicos, o spray úmido pode criar uma crosta difícil de limpar, afetando a geração FV.

4 DESCRIÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA DO LEA-UFC

Neste capítulo é mostrado o local em que o trabalho foi desenvolvido, assim como os materiais e equipamentos utilizados. O principal equipamento, sem o qual não haveria este estudo de caso, foi a própria planta FV composta por 06 (seis) painéis instalados no teto do LEA. Além deste, outros tão importantes quanto também foram necessários: inversor, sensores de temperatura, CLP, computador, *datalogger*, câmeras digital e térmica, escada e outros utilitários presentes no laboratório.

4.1 Local de Trabalho

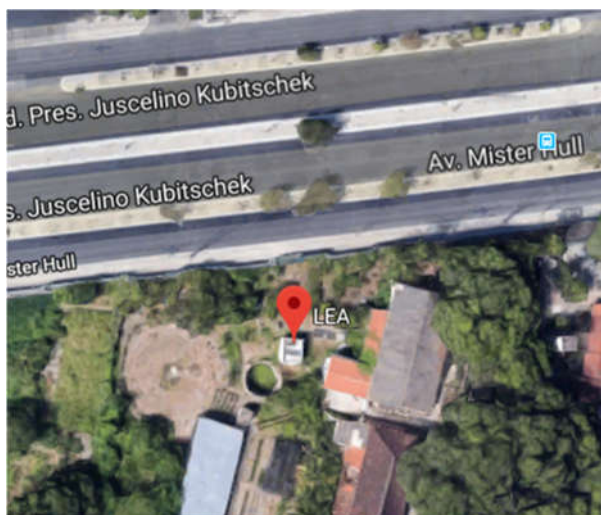
O estudo foi realizado no Laboratório de Energias Alternativas (LEA) do Centro de Tecnologia (CT) da UFC, que tem parceria com o Núcleo de Ensino e Pesquisa em Agricultura Urbana (NEPAU) do Centro de Ciências Agrárias da UFC, local da instalação física.

Coordenado pelo Professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, que pertence ao corpo docente do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da UFC, o LEA tem como objetivo produzir energia elétrica a partir de fonte FV e injetar na rede elétrica. Além da produção de energia elétrica por meio de fonte limpa e renovável, o LEA almeja pesquisar e desenvolver tecnologias próprias para aperfeiçoar esses sistemas.

A localização do LEA é próxima a Av. Mister Hull, Campus do Pici, Fortaleza/CE, mostrada na Figura 32, que representa uma avenida de intenso trânsito da cidade, caracterizando uma instalação em um ambiente urbano.

Coordenadas geográficas: Latitude: 3°44'14.9"S / Longitude: 38°34'22.0"O

Figura 32 – Localização geográfica do LEA-UFC



Fonte: GOOGLE, 2018.

4.2 Sistema FV

O sistema de microgeração FV está conectado à rede elétrica de baixa tensão (BT), monofásica, tensão nominal 220V, do Campus do Pici – UFC. É composto por 06 (seis) módulos de silício policristalino – modelo YL250P – 29b – conectados em série, da fabricante Yingli Solar, com potência individual de 250 Wp, totalizando uma potência nominal de geração de 1,5 kWp. O arranjo dos painéis localizados no teto do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) pode ser visto na Figura 33.

A geração funciona em um sistema de compensação de energia, portanto, está de acordo com a NT-010 da Enel.

Figura 33 – Planta da microgeração FV instalada no LEA-UFC conectada à rede do campus



Fonte: O próprio autor.

As principais características elétricas sob condições padrão de teste para o módulo YL250P-29b encontram-se na Tabela 8:

Tabela 8 – Parâmetros elétricos para o módulo YL250P-29b

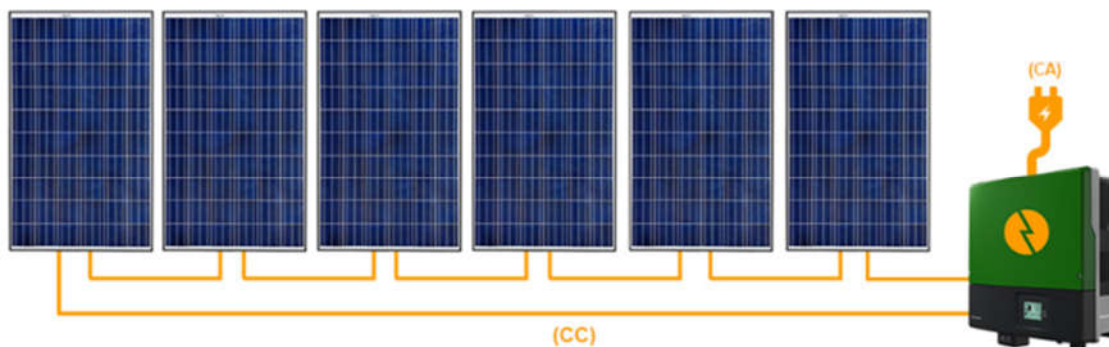
Parâmetros Elétricos	Símbolo/Unidade	Modelo
		YL250P-29b
Potência de saída	P_{\max} (Wp)	250
Eficiência	η (%)	15,4
Tensão em P_{\max}	V_{mpp} (V)	29,8
Corrente em P_{\max}	I_{mpp} (A)	8,39
Tensão de circuito aberto	V_{oc} (V)	37,6
Corrente de curto-circuito	I_{sc} (A)	8,92

Fonte: Adaptado de SOLAR, Y., 2017b.

Cada módulo possui as dimensões de 1,64 m de comprimento e 0,99 m de largura, a área útil de cada módulo é 1,624 m², o sistema é constituído por seis módulos, fornecendo uma área útil total de 9,74 m².

A topologia de ligação é série, portanto, os 06 (seis) módulos estão ligados em série entre si. Desta forma, a corrente CC do sistema é a mesma para todos os módulos e a tensão será dada pela soma das tensões individuais de cada módulo. Na Figura 34 é possível ver o esquema de ligação simplificado da topologia série.

Figura 34 – Esquema de ligação para a topologia série



Fonte: Adaptado de SOLAR, 2018.

4.3 Inversor

De acordo com a topologia anteriormente descrita, é possível especificar as características elétricas do inversor a ser utilizado. Considerando os valores mínimos como base, a serem acrescidos de um fator de segurança de até 30%, três requisitos básicos devem ser satisfeitos:

- Potência máxima superior a 1500 W.
- Corrente CC máxima superior a 8,39 A.
- Tensão CC máxima superior a 178,8 V.

O inversor escolhido foi o PHB1500-SS, da empresa PHB Eletrônica, mostrado na Figura 35. Suas especificações são mostradas na Tabela 9.

Figura 35 – Inversor PHB1500-SS



Fonte: O próprio autor.

Tabela 9 – Características elétricas do inversor PHB1500-SS

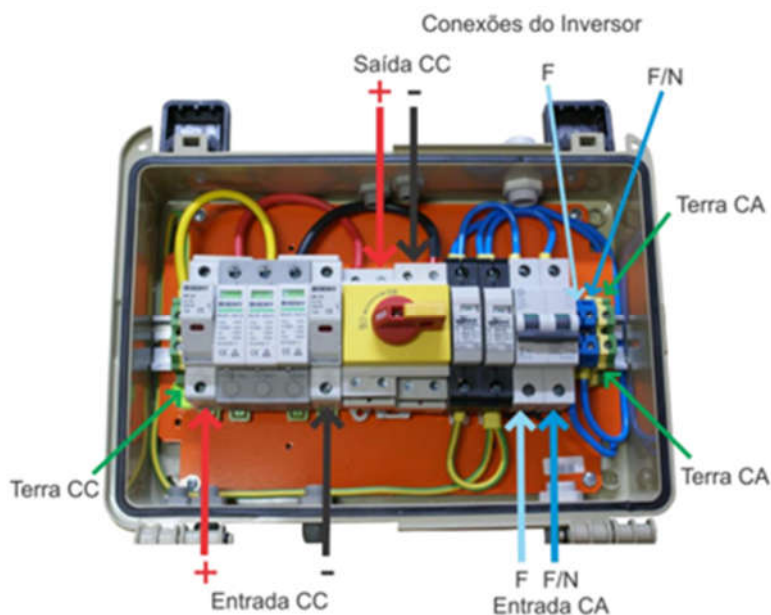
Parâmetros Elétricos	Símbolo/Unidade	Modelo
		PHB1500-SS
Máx. potência fotovoltaica	$P_{cc_{max}}$ (W)	1800
Máx. tensão CC	$V_{cc_{max}}$ (V)	450
Máx. corrente CC	$I_{cc_{max}}$ (A)	12
Nº strings em paralelo	-	1
Potência CA nominal	$P_{ca_{nom}}$ (W)	1500
Máx potência CA	$P_{ca_{max}}$ (W)	1650
Máx corrente CA	$I_{ca_{max}}$ (A)	8
Fator de potência	-	1

Fonte: Adaptado de SOLAR, P., 2017a.

4.4 Proteção

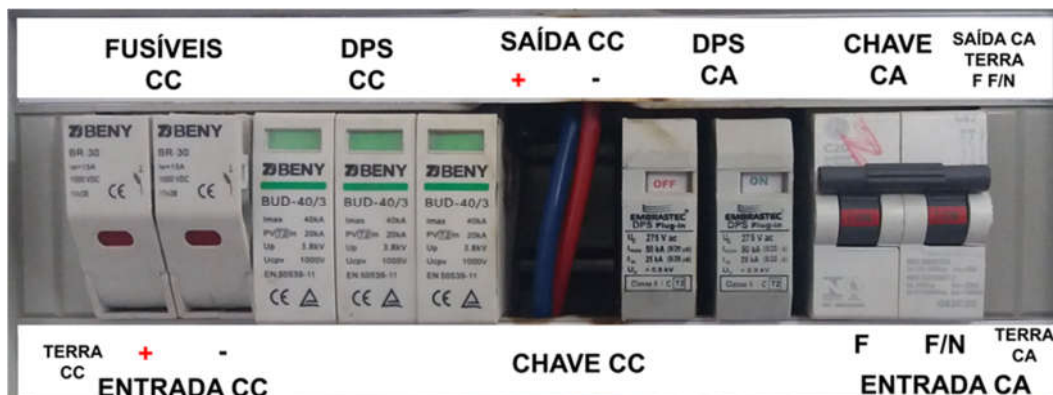
A proteção base do sistema é atribuída a um disjuntor termomagnético unipolar, seu valor deve ser maior que a máxima corrente CA e menor que o limite da corrente de abertura (ambos especificados pelo fabricante, para o modelo de inversor PHB1500-SS), esses valores são respectivamente 8 A e 25 A, portanto, o disjuntor de 10 A do lado CA do inversor está de acordo com os critérios normativos. Além disso, há dispositivos de proteção contra surtos (DPS), bem como fusíveis de proteção contra curto-circuito. Nas Figuras 36 e 37 é mostrado a StringBox modelo STB01-1000V/01 da empresa PHB Eletrônica, com grau de proteção IP65 onde todos os dispositivos estão dispostos.

Figura 36 - Quadro de proteção da GD FV (visão externa)



Fonte: Datasheet StringBox - PHB Eletrônica (SOLAR, P., 2017c).

Figura 37 – Quadro de proteção da GD FV (visão interna)



Fonte: O próprio autor.

Segundo a NT-010, a Enel estabelece os requisitos mínimos em função da potência instalada, que são mostrados na Figura 38:

Figura 38 – Requisitos mínimos em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ⁽³⁾	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾
Anti-ilhamento	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁷⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: Enel Distribuição/Norma técnica NT-010/2016 (ENEL, 2016).

Para a microgeração em estudo, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, o inversor possui integradas algumas funções tais como: monitoramento da corrente de fuga e da corrente residual entre a planta FV e a rede elétrica, proteções de anti-ilhamento, de sub e sobretensão e de sub e sobrefrequência.

4.5 Sistema de aquisição de dados

Obter dados que caracterizam e monitoram sistemas é um dos principais mecanismos de ação e análise de desempenho do objeto em observação. Com um banco de dados robusto é possível ver quais variáveis afetam mais ou menos aquele sistema, se há uma possível melhoria a ser implementada ou se há distúrbios ou falhas que estão afetando a eficiência do mesmo. Portanto, do ponto de vista da engenharia, obter dados é de suma importância para trabalhar sempre na máxima eficiência com o menor custo.

Nesta planta, utiliza-se dois sistemas independentes de monitoramento. O primeiro sistema consiste em monitorar as variáveis elétricas da planta, sejam elas: tensão, corrente e potência. O segundo visa observar valores relacionados ao ambiente em que o sistema FV está submetido, portanto, será armazenado dados de irradiância e temperatura ambiente.

4.5.1 Sistema de aquisição de dados elétricos da planta

Como citado anteriormente, este sistema consiste em monitorar e armazenar os dados elétricos desta geração FV, variáveis de tensão, corrente e potência serão gravados. O equipamento base deste sistema é o datalogger PHBLogger, da mesma fabricante do inversor, a PHB Eletrônica. Este pode ser visto na Figura 39.

Figura 39 – Datalogger PHBLogger

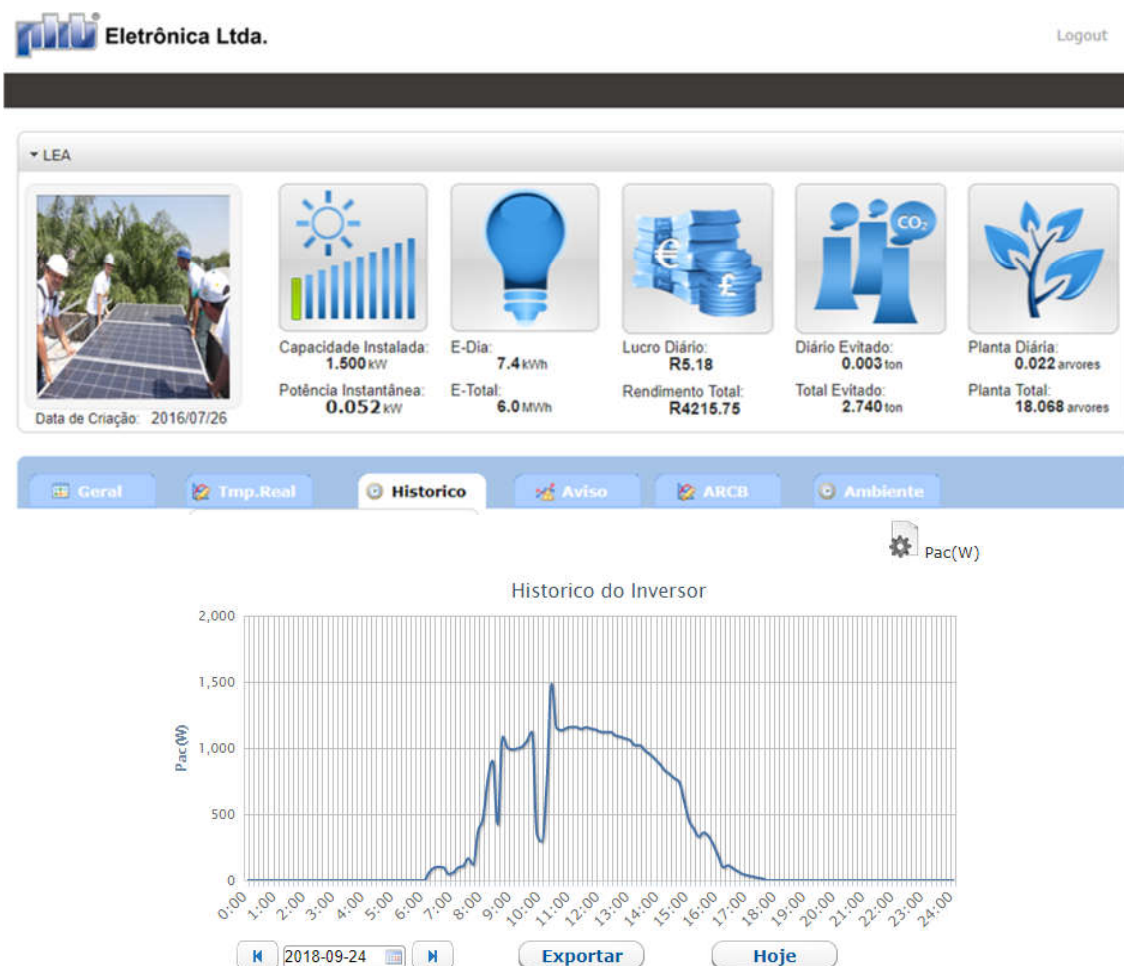


Fonte: O próprio autor.

O datalogger se comunica com o inversor através de uma comunicação serial baseada no protocolo RS485. Este dispositivo pode comunicar até 20 inversores, desde que a ligação não ultrapasse 800 m. Sua instalação deve ser feita em ambiente interno, protegido contra efeitos ambientais. Na Tabela 10 é mostrado mais dados técnicos acerca do equipamento.

O tempo de amostragem do sistema é de 10 minutos, a cada intervalo de tempo é armazenado os dados e enviados via internet ao servidor web da empresa, que fornece uma interface amigável ao usuário, com gráficos ao longo do tempo e indicativos de sustentabilidade relacionados a geração monitorada. Neste ambiente também é possível exportar o banco de dados em formato .xls para análise detalhada de dados de geração. Essa interface pode ser vista na Figura 40.

Figura 40 – Interface web PHB Solar



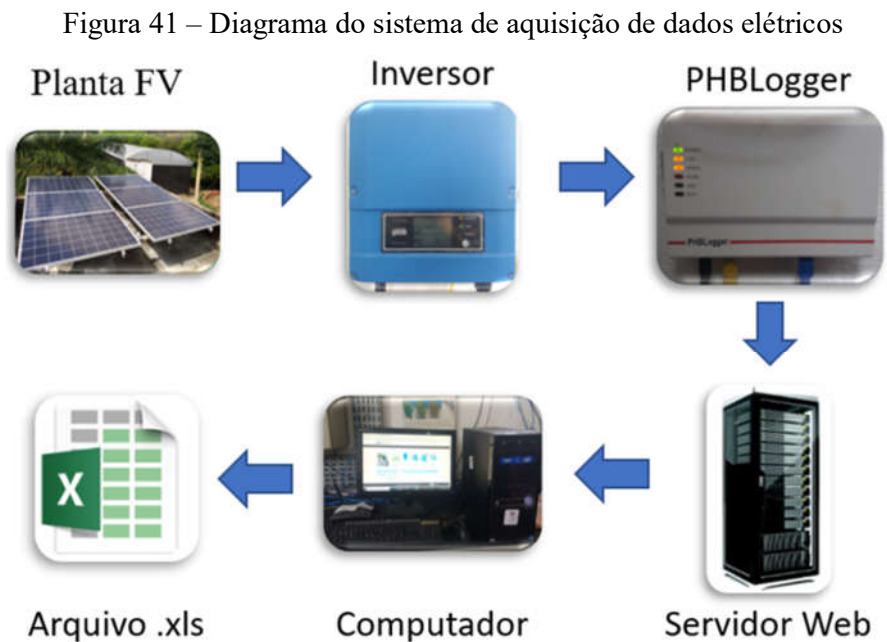
Fonte: Portal de monitoramento PHB Solar (ELETRÔNICA, 2018).

Tabela 10 – Dados técnicos PHBLogger

Parâmetros Elétricos	Símbolo/Unidade	Modelo
		PHBLogger
Tensão de entrada CC	V_{in} (V)	9
Corrente de entrada CC	I_{cc} (A)	0,5
Potência	P (W)	2
Temperatura de operação	T (°C)	-20 ~ 60
Umidade	%	0 - 95
Interface	Conector	Distância máxima (m)
RS485	RJ45	800
USB	MiniUSB_B	2
Rede NET	RJ45	100

Fonte: Adaptado de datasheet PHBLogger (SOLAR, P., 2017b).

O diagrama de monitoramento que representa o sistema descrito é mostrado na Figura 41:



4.5.2 Sistema de aquisição de dados ambientais

Para se obter dados de irradiância e temperatura utilizou-se o sistema SCADA, juntamente com um CLP (Controlador Lógico Programável) modelo Twido TWDLC-E40DRF, da empresa Schneider, que está mostrado na Figura 42.

Figura 42 – CLP utilizado



Fonte: O próprio autor.

Diretamente ligado ao CLP foram instalados sensores de temperatura (PT-100 a 3 fios) para aquisição da temperatura ambiente e um piranômetro, modelo LP02 da empresa Hukseflux, com uma sensibilidade de $18,56 \times 10^{-6} \text{ V}/(\text{W}/\text{m}^2)$, para obter a irradiância global. Na Figura 43 são mostrados os sensores utilizados.

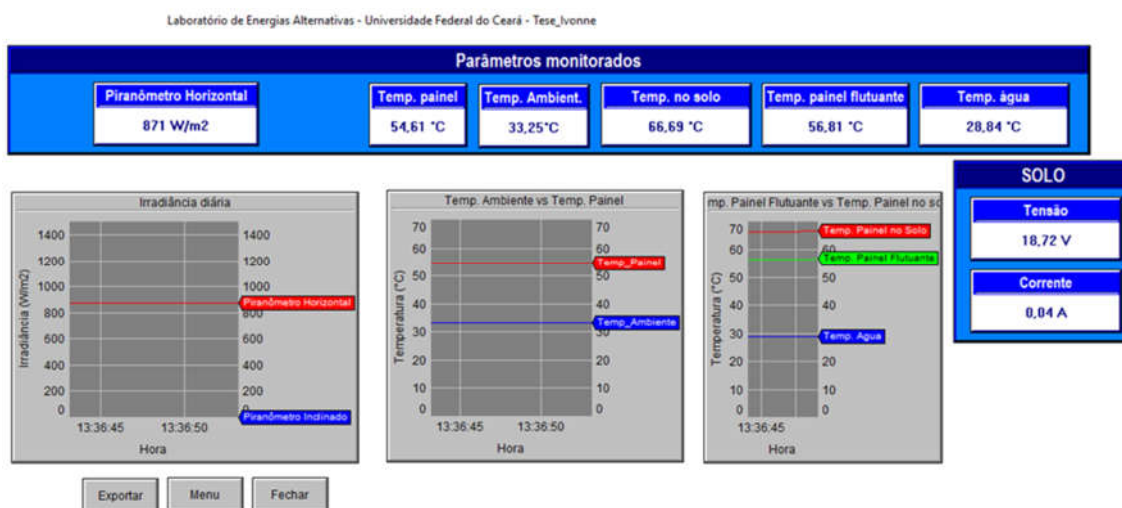
Figura 43 – Sensoriamento ambiental: Piranômetro LP02 (esquerda) e PT100 (direita)



Fonte: O próprio autor.

O CLP é conectado ao computador local, o qual possui o sistema SCADA instalado, que possui uma interface homem-máquina que pode ser vista na Figura 44. O tempo de amostragem de dados é de 1 minuto, podendo serem exportados em formato .xls.

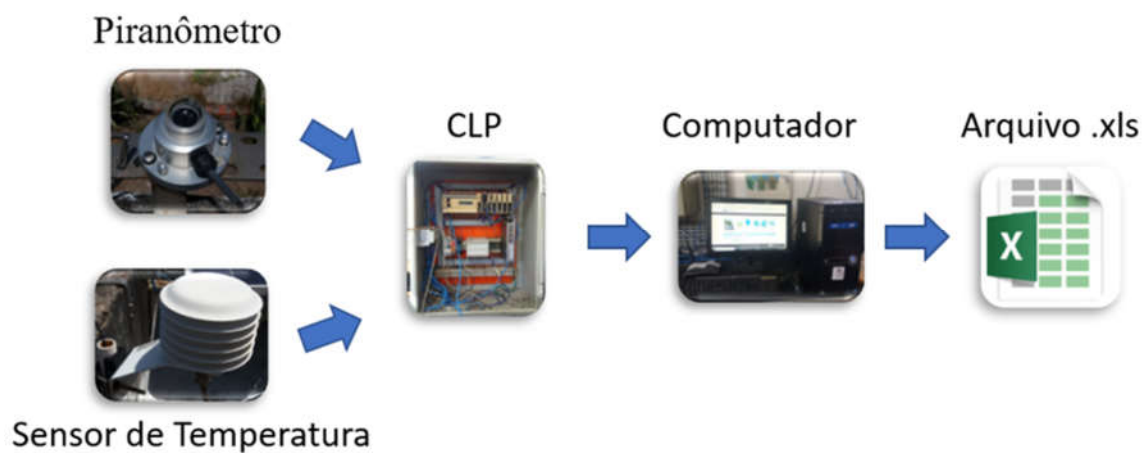
Figura 44 – Interface gráfica sensoriamento ambiental em sistema SCADA



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 45 é mostrado o diagrama de blocos dos equipamentos que envolvem a aquisição de dados ambientais relativos a microgeração FV.

Figura 45 – Diagrama do sistema de aquisição de dados ambientais



Fonte: O próprio autor.

5 METODOLOGIA, EXPERIMENTOS E ANÁLISE DE DADOS

Com base na teoria apresentada nos capítulos anteriores é possível comparar o desempenho da planta FV em estudo para as diferentes condições de sombreamento propostas. Pode-se classificar os experimentos realizados como sombreamento estático e dinâmico. O primeiro refere-se a uma sombra que não varia sua posição ao longo do tempo em relação ao sol. Em contrapartida, para a segunda situação, no caso dinâmico, ocorre a variação no posicionamento da sombra com o sol.

Como desejamos analisar o efeito do sombreamento nos painéis FV, devemos anular ou, no mínimo, diminuir o máximo possível todas as variáveis adversas ao sistema, ou seja, todas as não-idealidades que, além do sombreamento, também interferiram na geração FV.

Na literatura revisada no capítulo de Estado da Arte é perceptível que os estudos envolvendo sombreamento são feitos baseados em simulações computacionais em condições padrões de teste (STC - *Standard Test Conditions*), com traçadores de curvas PV e IV ou com painéis/*strings* de referência. O último caso, bem comum, consiste em manter os dados de uma *string* como sendo a referência, visto que as mesmas não-idealidades que ocorrem na *string* de teste também ocorrem na de referência e, portanto, não influencia no estudo comparativo entre as curvas.

A planta FV do LEA conectada à rede do Campus do Pici – UFC possui apenas uma *string* de 6 painéis FV, portanto, para este trabalho não há como comparar dados do mesmo dia. A grande dificuldade e também o diferencial deste estudo está nessa condição necessária à validação do estudo: comparar dois intervalos de tempo iguais, em dias diferentes, porém com as condições externas mais próximas possíveis um do outro com o mínimo de variabilidade entre elas. Controlar um ambiente a sol real, com variação de irradiação, temperatura, umidade, nuvens, entre outros fatores, é desafiador.

Inicialmente pensou-se no intervalo do dia disponível para a realização dos experimentos, como sendo de 05:00 às 17:00h. Porém durante os experimentos notou-se uma grande variabilidade na irradiância durante o período da manhã, mais precisamente de 05:00 às 12:00h, o que compromete os dados obtidos a serem comparados, visto que seria muito difícil encontrar um dia de referência com comportamento semelhante. Portanto, foi mantido um único estudo de sombreamento de dia completo e o restante foi feito durante um intervalo de tempo pré-determinado no período de término da manhã e início e fim da tarde, visto que neste momento do dia, o comportamento das variáveis externas do experimento é mais controlável e similar aos dias anteriores e posteriores.

Como embasamento teórico para justificar a escolha desta decisão e eliminar uma possível tendenciosidade ao trabalho, é mostrado na literatura que o comportamento climático no segundo semestre do litoral fortalezense é predominante a ocorrência do fenômeno de frentes de brisa. Nossos ventos predominantes são os alísios, de leste. Porém, nós temos a brisa marítima durante o dia e a terrestre durante a noite. A brisa é menos intensa que os alísios. O acoplamento faz com que a direção oscile entre NE (tarde) e SE (madrugada e início da manhã). Este acoplamento também proporciona a formação de frentes de brisa, que pode ser entendido como um encontro destas circulações. Elas formam nuvens na madrugada e início da manhã. Durante a tarde, a frente vai entrando na direção sul, continente adentro e onde passa ela vai “limpando” as nuvens. Estas são importantíssimas na formação de nuvens e precipitação. Por este motivo, a nossa chuva é mais intensa na madrugada e começo da manhã. Durante a tarde ela enfraquece, ou até mesmo desaparece (PLANCHON et al., 2006; TEIXEIRA, 2008).

Além disso, por ser um estudo a sol real durante uma determinada época temporal, isto é, o segundo semestre do ano na cidade de Fortaleza-CE, os experimentos realizados e analisados neste trabalho são feitos em irradiação média e alta. A potência máxima não apresenta redução considerável abaixo de 700 W/m^2 de irradiação (TEO et al., 2018) e segundo (RODRIGUES et al., 2018), para valores de irradiação inferiores a 580 W/m^2 , a influência da sombra é insignificante, uma vez que nessas ocasiões a penumbra é maior que a sombra efetiva.

Inicialmente, no primeiro contato com a planta FV foi encontrado o mesmo em condições de sujidade registrada na Figura 46.

Figura 46 – Sujidade encontrada nos painéis FV



Fonte: O próprio autor.

Com relação a sujidade, foi consultado na literatura que estudos no Brasil e no mundo apresentaram resultados de 7 a 10% de perda máxima. Para eliminar o efeito deste fenômeno adotou-se um protocolo de limpeza antes dos experimentos realizados, o qual consistiu em utilizar água, sabão neutro, pano de algodão e rodo. O procedimento foi realizado no dia 18/09/2018 e pode ser visto na Figura 47.

Figura 47 – Limpeza dos módulos FV para evitar não-idealidades

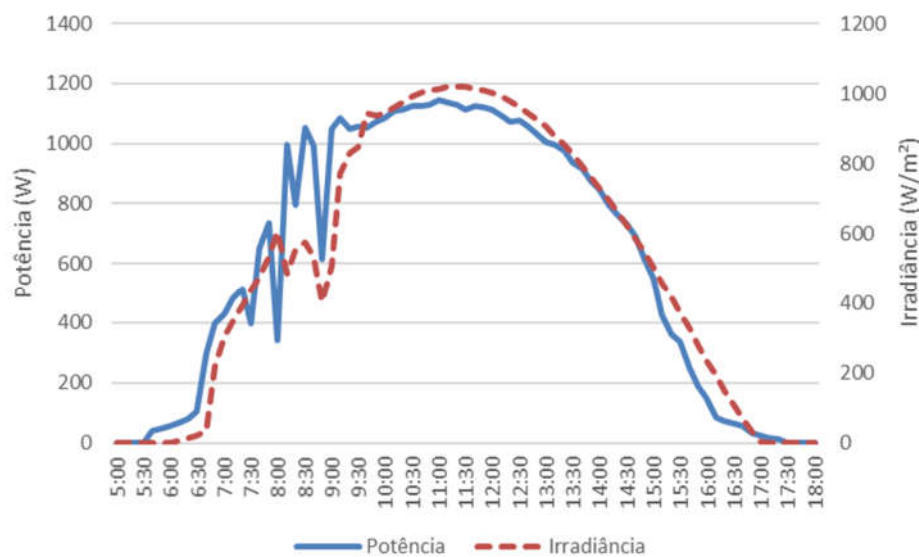


Fonte: O próprio autor.

A irradiância, como citada no capítulo de descrição do sistema de aquisição, é salva no banco de dados a cada um minuto. Para manter o padrão dos gráficos do inversor, ajustou-se para a frequência de dez minutos, por meio do cálculo da média de dez em dez minutos.

Um fato que é observável no gráfico da Figura 48 é o acompanhamento entre as curvas de potência e irradiação, isso acontece, pois, a potência gerada depende da quantidade de irradiação incidida sobre as placas solares.

Figura 48 – Curvas de potência e irradiância sobrepostas para o dia 21/09/2018



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 48 é possível verificar o comportamento descrito, com o exemplo para o dia 21/09/2018. No decorrer de todos os experimentos realizados o pico de geração concentra-se próximo às 11:00h.

Como critério de análise de desempenho do sistema FV, calculou-se o Fator de Capacidade (FC) para cada dia estudado. A potência nominal do sistema FV é de 1,5 kWp. O FC é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a produção nominal neste mesmo período (PICANÇO; ROLIM; PONTE, 2018).

Como base para a proporção de produção de eletricidade, medidas do FC da planta FV de 1,5 kWp conectada à rede e instalada no LEA-UFC são mostradas na Figura 49. Os dados são de medidas no período de setembro de 2016 a agosto de 2017.

Figura 49 – Dados do Fator de Capacidade de uma planta FV de 1,5 kWp conectada à rede instalada em Fortaleza-CE



Fonte: CARVALHO et al., 2018.

O FC calculado mostra claramente as condições meteorológicas do local: predominantemente chuvoso de janeiro a junho e poucas chuvas no restante do ano. Um FC médio de 20% é calculado no período mencionado (CARVALHO et al., 2018).

5.1 Sombreamento Estático

Para a realização do experimento de sombreamento estático, foi utilizada uma placa de madeira em formato retangular, com medidas 1,20 m x 0,75 m, o que representa uma área coberta de 0,9 m².

- Experimento 1

Este experimento de sombreamento estático foi realizado de 9:30h às 18:00h do dia 18/09/2018. Utilizou-se a escada para o acesso da planta FV e fotografou-se apenas o início do teste, visto que a placa permaneceu estática durante o restante do dia, provocando a mesma sombra ao longo do tempo. O dia 21/09/2018, o qual não houve sombreamento, foi utilizado como referência comparativa. Na Figura 50 é possível verificar a disposição física da planta retangular na planta FV.

Figura 50 – Experimento de sombreamento estático realizado no dia 18/09/2018



Fonte: O próprio autor.

A irradiação entre os dias 18/09/2018 e 21/09/2018 durante o período de 9:30h às 18:00h foi calculada e sintetizada na Tabela 11.

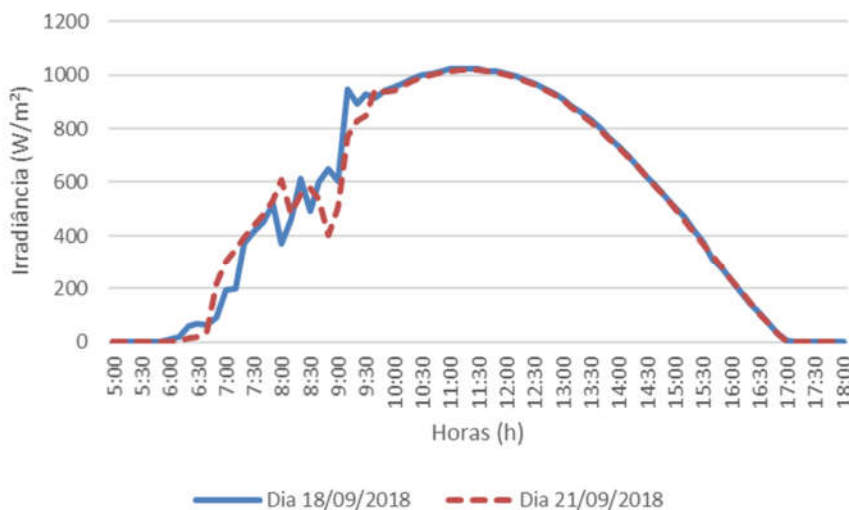
Tabela 11 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento

Período	Data	Irradiação (kWh/m ²)
9:30h às 18:00h	18/09/2018	5,417
	21/09/2018	5,452

Fonte: O próprio autor.

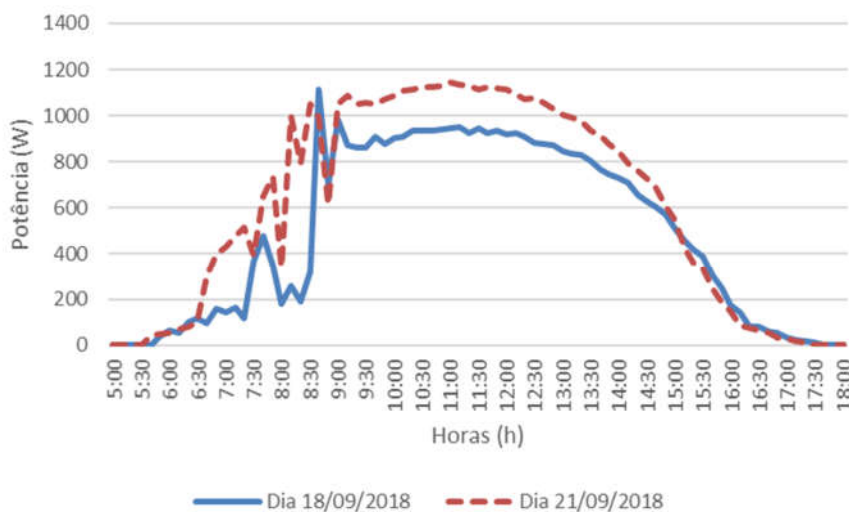
Graficamente, conforme mostrado na Figura 51, é perceptível a similaridade entre os dias escolhidos. Com essa proximidade garantida, é validada a comparação de potência entre os dias com a planta FV sombreada e não-sombreada mostrada na Figura 52.

Figura 51 – Irradiância comparativa entre os dias 18/09/2018 e 21/09/2018



Fonte: O próprio autor.

Figura 52 – Potência comparativa entre os dias 18/09/2018 e 21/09/2018



Fonte: O próprio autor.

De modo visível é concluído que houve uma diminuição na potência gerada. Considerando que o sombreamento foi realizado a partir das 9:30h, um detalhe interessante a ser inferido pelo comportamento das curvas é de que para baixas irradiâncias, o sombreamento não interfere na potência gerada da planta FV, como concluído pelos estudos citados no início deste capítulo. O valor de irradiância para o qual o sombreamento passou a ser insignificante

foi aquele relativo ao horário de 15:00h que corresponde ao valor de 501,3 W/m², que concorda com os estudos anteriormente apresentados.

Para o cálculo do Fator de Capacidade, foi considerado o período de 09:30h às 18h, intervalo de duração do experimento e com irradiâncias dos dias analisados semelhantes.

$$FC (\%) = \frac{Eg (kWh)}{P_{nom} \times \Delta t}$$

Onde:

Eg – Energia elétrica gerada pelo sistema FV no intervalo Δt , em kWh.

P_{nom} – Potência nominal FV, em kW.

Δt – Tempo analisado, em horas.

A eletricidade gerada é calculada como a integral da curva de potência P(t) entre os instantes t₁ e t₂, relativos ao Δt considerado, matematicamente escrita por:

$$Eg = \int_{t_1}^{t_2} P(t) dt$$

Na Tabela 12 foi feito a síntese do cálculo do FC para o experimento 1.

Tabela 12 – Fator de Capacidade referente ao exp. 1 de sombreamento estático

Período	Data	Eg (kWh)	FC (%)
9:30h às 18:00h	18/09/2018	5,303	14,73
	21/09/2018	6,148	17,08

Fonte: O próprio autor.

Percebe-se que o FC diminui no dia referente ao experimento. Portanto, houve uma redução de 2,35% no FC devido ao efeito do sombreamento estático.

- Experimento 2

No dia 08/10/2018 realizou-se o experimento de sombreamento estático de 12:30h às 14:30h. O procedimento foi similar ao realizado no experimento 1. O dia 06/10/2018, sem sombreamento, foi utilizado como comparação. Na Figura 53 é mostrada a configuração do experimento realizado.

Figura 53 – Experimento de sombreamento estático realizado no dia 08/10/2018



Fonte: O próprio autor.

A irradiação entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018 durante o período de 12:30h às 14:30h foi calculada e sintetizada na Tabela 13.

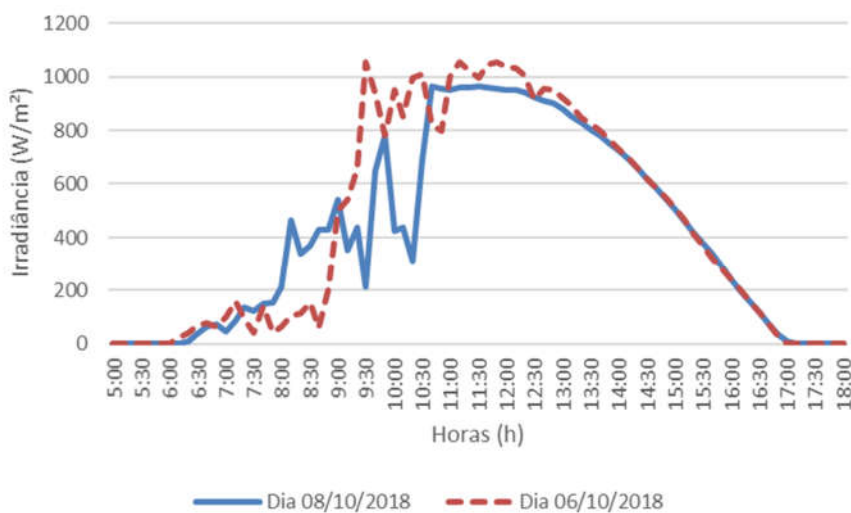
Tabela 13 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento

Período	Data	Irradiação (kWh/m ²)
12:30h às 14:30h	08/10/2018	1,723
	06/10/2018	1,764

Fonte: O próprio autor.

Conforme apresentado na Figura 54, a irradiância dos dias analisados é similar a partir das 12:30h, horário de início do experimento.

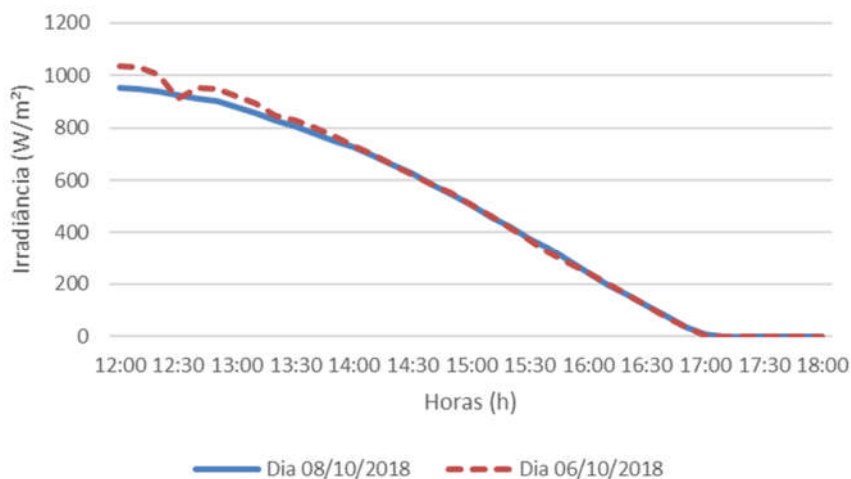
Figura 54 – Irradiância comparativa entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 55, as curvas de irradiância são ampliadas no delta de tempo um pouco maior daquele em que o experimento foi realizado, reiterando-se a proximidade das curvas dos dias selecionados para este caso.

Figura 55 – Irradiância comparativa ampliada entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018

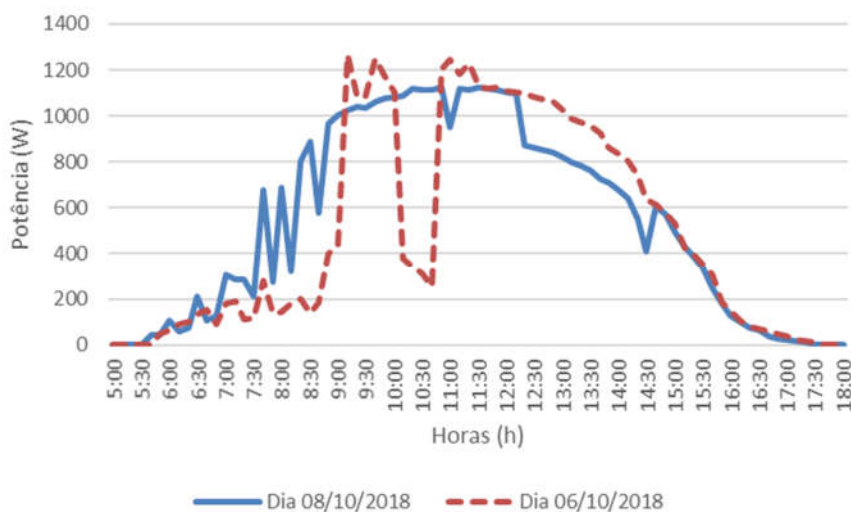


Fonte: O próprio autor.

Como justificado no começo deste capítulo, a variabilidade de irradiância ocorre durante o período da manhã, por este motivo é utilizado o intervalo do término da manhã e início da tarde para este experimento.

Na Figura 56 é feita a sobreposição das potências dos dias em análise, nota-se que houve uma queda instantânea na potência entregue à rede quando um dos painéis FV foi sombreado com a placa retangular.

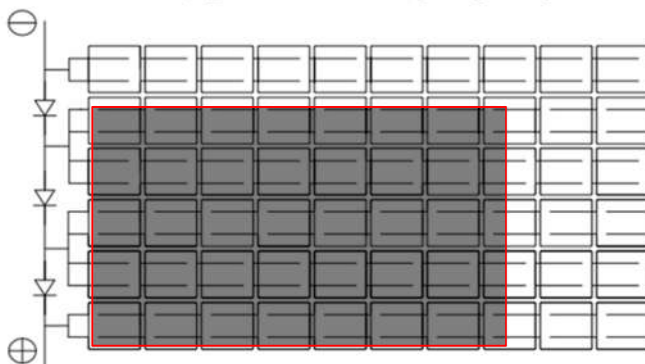
Figura 56 – Potência comparativa entre os dias 08/10/2018 e 06/10/2018



Fonte: O próprio autor.

A queda de potência apresentada pode ser justificada pelo funcionamento da proteção feitas pelos diodos de *by-pass*, que atuaram e removeram o módulo inteiro, visto que a placa sombreava os 3 conjuntos de 20 células. Portanto, a tensão da *string* diminuiu em 1/6, diminuindo a potência instantânea em 1/6 também. Na Figura 57, adaptada do *datasheet* do painel FV YL250P-29b da Yingli Solar, é possível verificar o comportamento explicado anteriormente quando a placa retangular foi posicionada.

Figura 57 – Diodos de *by-pass* em atuação para proteger as células solares



Fonte: Adaptado de SOLAR, Y., 2017a.

Nota-se que as curvas de potência seguem juntas após ser removido a sombra, confirmando que para a mesma condição de irradiação, a potência gerada é a mesma e que estamos analisando somente o efeito do sombreamento na planta FV.

Para o cálculo do FC mostrado na Tabela 14, foi considerado o período de 12:30h às 14:30h, intervalo de duração do experimento e com irradiâncias dos dias analisados semelhantes.

Tabela 14 – Fator de Capacidade referente ao exp. 2 de sombreamento estático

Período	Data	Eg (kWh)	FC (%)
12:30h às 14:30h	08/10/2018	1,574	4,37
	06/10/2018	1,994	5,54

Fonte: O próprio autor.

A redução relativa entres os fatores de capacidade calculados é de 1,17% devido ao efeito do sombreamento estático realizado de 12:30h às 14:30h.

5.2 Sombreamento Dinâmico

Para a realização do experimento de sombreamento dinâmico, aquele em que a posição da sombra varia em relação a posição do sol ao longo do tempo, foi utilizado uma placa de madeira em formato retangular como anteparo, posicionada em um suporte de aço. A sombra

efetiva ao término do experimento foi de 1,32 m x 0,33 m, o que representa uma área coberta de 0,44 m².

- Experimento 1

O experimento de sombreamento dinâmico foi realizado no dia 26/09/2018 de 13:00h às 15:00h. Como dia de referência foi utilizado 21/09/2018. A cada hora de experimento, subiu-se na escada de acesso à laje para a captura de fotos do posicionamento da sombra ao longo do tempo, que pode ser vista na Figura 58.

Figura 58 – Experimento de sombreamento dinâmico realizado no dia 26/09/2018



Fonte: O próprio autor.

A irradiação entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018 durante o período de 13:00h às 15:00h foi calculada e sintetizada na Tabela 15.

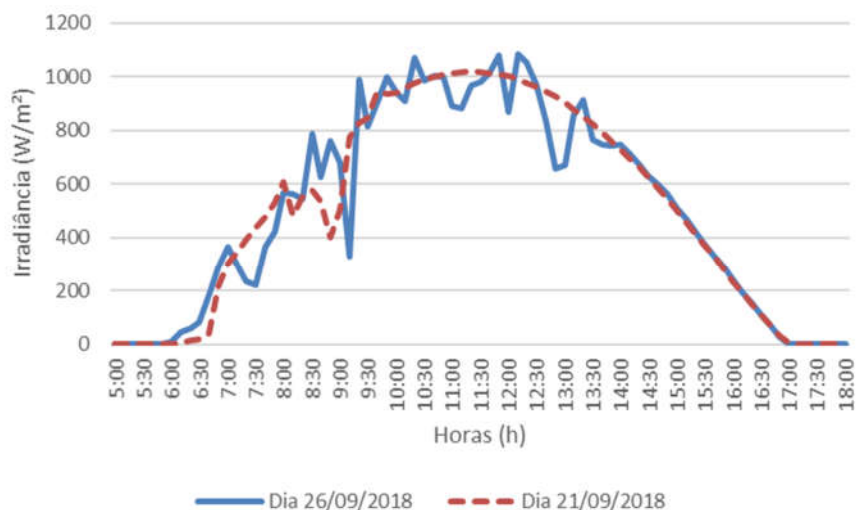
Tabela 15 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento

Período	Data	Irradiação (kWh/m ²)
13:00h às 15:00h	26/09/2018	1,522
	21/09/2018	1,559

Fonte: O próprio autor.

Por meio da Figura 59, é mostrado a relação existente entre as curvas de irradiância dos dias comparados, o dia 21/09/2018 apresentou um comportamento mais suave enquanto que o dia 26/09/2018 mostrou variações bruscas em sua curva, sendo a curva de referência praticamente uma linearização da curva para o dia com sombreamento.

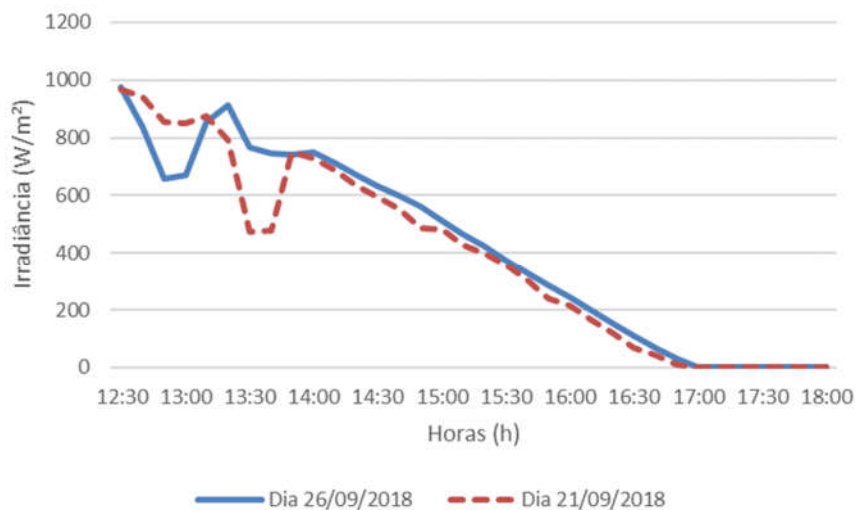
Figura 59 – Irradiância comparativa entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018



Fonte: O próprio autor.

Como pode ser verificado na Figura 60, as irradiâncias médias dos dias no período de realização do experimento são relativamente próximas, apesar de possuírem certa variabilidade das 13h às 14:00h, fato que conferiu uma dificuldade a mais para a análise deste caso.

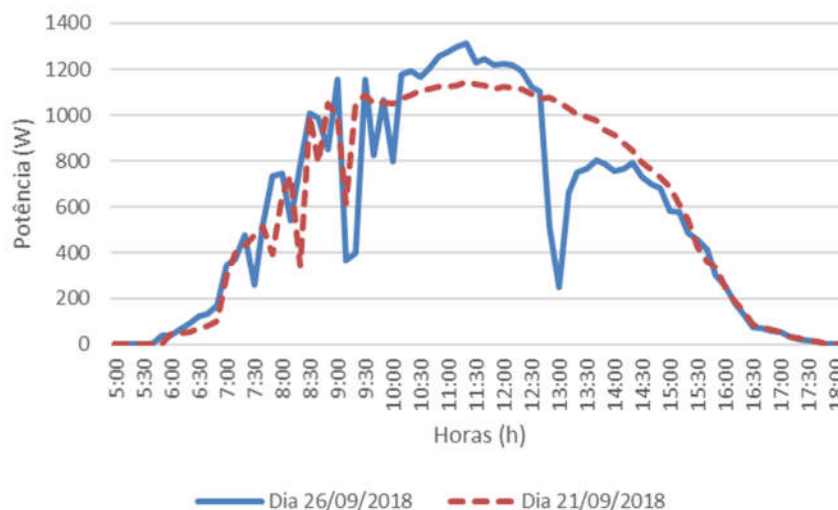
Figura 60 – Irradiância comparativa ampliada entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018



Fonte: O próprio autor.

As duas curvas de potência, referentes a cada respectivo dia, foram traçadas e estão mostradas na Figura 61.

Figura 61 – Potência comparativa entre os dias 26/09/2018 e 21/09/2018



Fonte: O próprio autor.

Para este experimento, houve uma geração de energia atípica durante o período de 10:00h às 12:00h, no entanto, a presente análise irá considerar o intervalo a partir das 13:00h, momento em que as irradiações dos dias são próximas, desta forma esse pico na geração não influenciará de forma assídua neste estudo de sombreamento.

Como pode ser visto na curva de potência, a queda ocasionada pelo sombreamento dinâmico apresenta um comportamento diferente daquela vista nos casos estáticos em que há uma translação em relação ao eixo vertical, porém mantendo o contorno da curva. Para este caso, a diminuição ocorre de maneira constante, a curva reduz para um teto de potência, que neste caso foi de 800 W. Após removido a sombra as curvas seguem iguais, como esperado.

Para este experimento, é importante notar que a sombra iniciou cobrindo dois painéis FV e ao final estava presente em apenas um único painel, com o segundo livre de sombreamento.

Para o cálculo do FC, foi considerado o período de 13:00h às 15:00h, intervalo de duração do experimento, e com irradiações dos dias analisados semelhantes. O resultado é mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Fator de Capacidade referente ao exp. 1 de sombreamento dinâmico

Período	Data	Eg (kWh)	FC (%)
13:00h às 15:00h	26/09/2018	1,560	4,33
	21/09/2018	1,862	5,17

Fonte: O próprio autor.

Pela Tabela 16 é calculado uma redução de 0,84% no FC devido ao efeito do sombreamento dinâmico realizado de 13:00h às 15:00h.

- Experimento 2

Para o segundo experimento de sombreamento dinâmico, foi utilizado o intervalo de tempo de 10:30h às 12:30h do dia 27/09/2018. O protocolo de captura de fotos foi o mesmo do experimento anterior, com subida na laje a cada uma hora. O posicionamento da sombra ao longo do tempo está mostrado na Figura 62. Utilizou-se o dia 02/10/2018 como referência comparativa para o dia sem sombreamento.

Figura 62 – Experimento de sombreamento dinâmico realizado no dia 27/09/2018



Fonte: O próprio autor.

A irradiação entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018 durante o período de 10:30h às 12:30h foi calculada e sintetizada na Tabela 17.

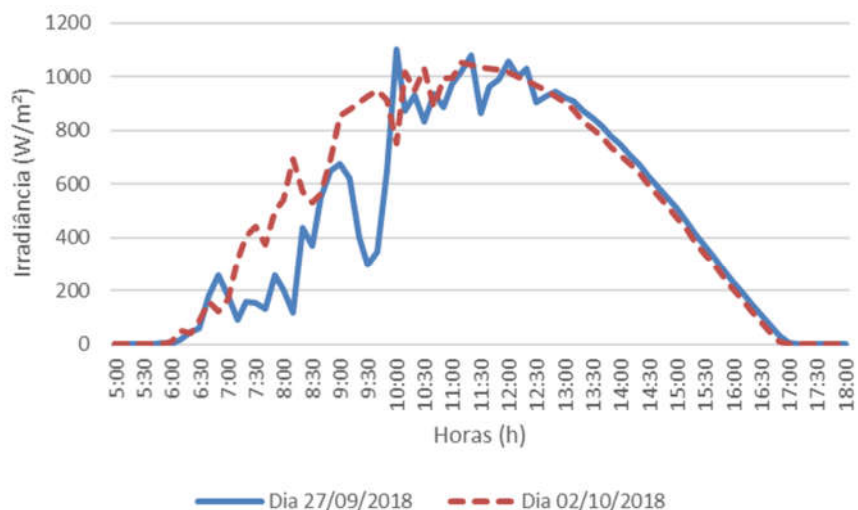
Tabela 17 – Irradiações médias para cada dia durante o período de experimento

Período	Data	Irradiação (kWh/m ²)
10:30h às 12:30h	27/09/2018	2,091
	02/10/2018	2,178

Fonte: O próprio autor.

Como pode ser visto na Tabela 17, este caso de sombreamento é feito no pico de irradiância do dia, portanto apresenta muita variação instantânea, a diferença média é de aproximadamente 0,087 kWh/m² que ainda é considerado um valor próximo, tendo em vista o alto nível de irradiância deste experimento. Na Figura 63 é visto que para o período analisado, as curvas seguem uma mesma trajetória.

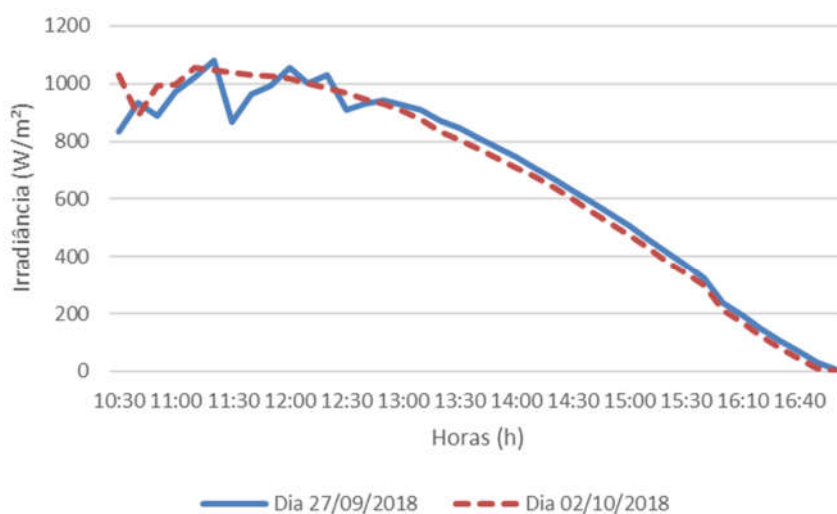
Figura 63 – Irradiância comparativa entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018



Fonte: O próprio autor.

Ao ampliar as curvas é perceptível que ambas seguem juntas e no período do experimento, a curva do dia 02/10/2018 é praticamente a linearização da curva do dia 27/09/2018, como visto, com a diferença de 0,087 kWh/m² e por se tratar de um nível de irradiância no patamar dos 1000 W/m², confere-se validade a comparação. As curvas ampliadas referente ao comportamento descrito estão mostradas na Figura 64.

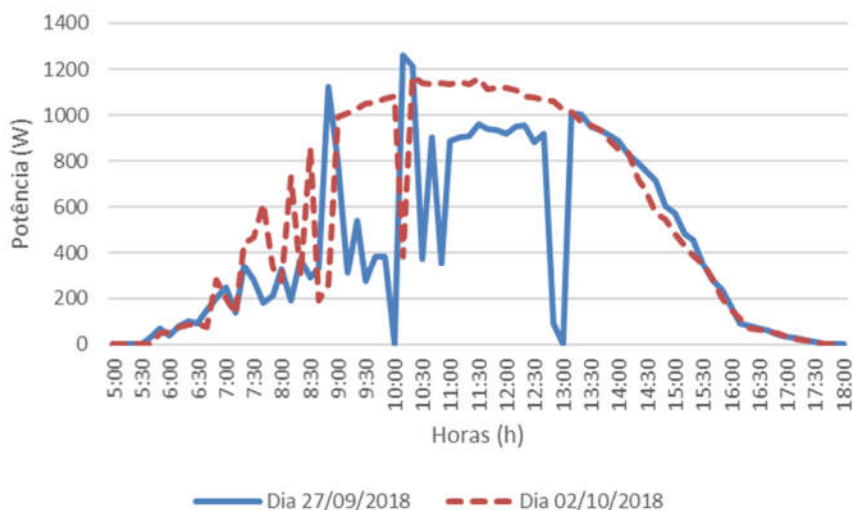
Figura 64 – Irradiância comparativa ampliada entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018



Fonte: O próprio autor.

Uma vez garantida a condição necessária para a análise de dados, as curvas de potência dos dias em estudo são traçadas e mostradas na Figura 65 e o detalhamento do comportamento de ambas é feito.

Figura 65 – Potência comparativa entre os dias 27/09/2018 e 02/10/2018



Fonte: O próprio autor.

Neste segundo experimento de sombreamento dinâmico, realizado sob irradiância alta, a redução da curva de potência seguiu o padrão do primeiro experimento, mantendo um teto de geração, que neste caso foi de 1000 W. Após removido as sombras, as curvas seguem iguais, conforme discutido anteriormente.

Além disso, é importante notar uma diferença deste caso para o anterior, neste a sombra iniciou cobrindo dois painéis FV e ao final estava presente tanto no primeiro quanto no segundo, afetando mais a geração que no caso prévio.

Para o cálculo do FC mostrado na Tabela 18, foi considerado o período de 10:30h às 12:30h, intervalo de duração do experimento, e com irradiações do período experimental dos dias analisados semelhantes.

Tabela 18 – Fator de Capacidade referente ao exp. 2 de sombreamento dinâmico

Período	Data	Eg (kWh)	FC (%)
10:30h às 12:30h	27/09/2018	1,815	5,04
	02/10/2018	2,435	6,76

Fonte: O próprio autor.

Pela Tabela 18 é calculado uma redução 1,72% no FC devido ao efeito do sombreamento dinâmico realizado de 10:30h às 12:30h.

Na Tabela 19 é sintetizado os experimentos analisados, enfatizando o período, o tipo de sombreamento e a redução apresentada no FC.

Tabela 19 – Resumo dos resultados obtidos

	Período	Data com sombreamento	Data sem sombreamento	Redução FC (%)
Sombreamento Estático	9:30h às 18:00h	18/09/2018	21/09/2018	2,35
	12:30h às 14:30h	08/10/2018	06/10/2018	1,17
Sombreamento Dinâmico	13:00h às 15:00h	26/09/2018	21/09/2018	0,84
	10:30h às 12:30h	27/09/2018	02/10/2018	1,72

Fonte: O próprio autor.

6 CONCLUSÃO

No presente trabalho foi realizado um estudo acerca do efeito do sombreamento na microgeração FV conectada à rede elétrica do LEA-UFC, Campus do Pici, em Fortaleza-Ceará, situada em zona urbana. Na literatura revisada no capítulo de Estado da Arte é notório a predominância de estudos envolvendo sombreamento baseados em simulações computacionais em condições padrão de teste (STC), com traçadores de curvas PV e IV e/ou com painéis/*strings* de referência. A microgeração FV operando em condições reais de trabalho conferiu grande credibilidade ao presente trabalho. A grande dificuldade e também o diferencial deste trabalho está na condição necessária à validação do estudo: comparar dois intervalos de tempo iguais, em dias diferentes, porém com as condições externas (não-idealidades) mais próximas possíveis uma da outra, ou seja, com o mínimo de variabilidade entre elas. Controlar um ambiente a sol real, com variação de irradiação, temperatura, umidade, nuvens, entre outros fatores, é desafiador.

O sistema de aquisição de dados do LEA-UFC se mostrou eficiente e preciso na elaboração do banco de dados utilizado, composto por valores de irradiação, temperatura ambiente, tensão, corrente, potência e energia elétrica gerada.

Foram desenvolvidos quatro experimentos, dois envolvendo sombreamento estático e dois envolvendo sombreamento dinâmico. Apenas um experimento utilizou o período de um dia completo, devido à dificuldade em obter comportamento de irradiação diária semelhante para o período da manhã nos meses do segundo semestre da cidade de Fortaleza-CE, como justificado teoricamente pela literatura. Com a garantia de que o período analisado possuía irradiação semelhante, as curvas de potência foram comparadas entre dias com e sem sombreamento, e o Fator de Capacidade foi calculado.

Como resultado, obteve-se uma redução no FC para o sombreamento estático de 2,35% (dia 18/09/2018) e 1,17% (dia 08/10/2018). Para o sombreamento dinâmico os valores calculados para redução no FC foram de 0,84% (dia 26/09/2018) e 1,72% (dia 27/09/2018). Observou-se o acompanhamento do gráfico de potência e irradiância, visto que a potência gerada depende da quantidade de luz incidida sobre as placas solares. O pico de geração da planta FV em estudo para os meses analisados se concentrou próximo às 11:00h. Concluiu-se que para baixas irradiâncias (inferiores a 500 W/m^2) o sombreamento não interferiu na potência gerada, fato que concorda com a literatura consultada. Verificou-se a atuação do diodo *by-pass* que evitou determinadas células sombreadas de se comportarem como carga para a planta FV, impedindo a formação de *hotspots* (pontos quentes) e uma diminuição brusca na potência de

saída. Assim, este trabalho apresentou uma contribuição para o desenvolvimento da geração FV em relação ao conhecimento de possíveis perdas por conta do efeito do sombreamento.

7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Baseado nas dificuldades encontradas na realização deste trabalho, bem como no surgimento de ideias paralelas ao mesmo, podemos listar os seguintes tópicos como sugestões para trabalhos futuros:

1 – Desenvolver um sistema próprio e integrado de aquisição de dados para o LEA-UFC: Assim seria possível acessar um único *dashboard* com todas as variáveis da geração, tanto elétricas quanto ambientais, além disso seria possível reduzir drasticamente o custo financeiro e temporal deste monitoramento.

2 – Realizar um estudo de sombreamento para diferentes tipos de conexões entre os módulos fotovoltaicos: visto que na planta em estudo só foi possível analisar o sombreamento na topologia série.

3 – Estudar o efeito do sombreamento por meio de módulos ou *strings* de referência como comparação, assim não seria necessário se preocupar com a eliminação de não-idealidades entre as comparações, tendo em vista, que os dois objetos de estudo estão sujeitos as mesmas condições.

4 – Elaborar um manual de limpeza periódica de acordo com as características de cada planta, visto que é esse tema é muito negligenciado no âmbito científico

REFERÊNCIAS

- ADINOYI, M. J.; SAID, S. A. Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules. **Renewable energy**, v. 60, p. 633-636, 2013. ISSN 0960-1481.
- ATTIA, S.; DE HERDE, A. Sizing Photovoltaic Systems during Early Design A Decision Tool for Architects. Conference proceedings of American Solar Energy Society-2010, 2010. Arizona.
- BHATTACHARYA, G.; NEOGY, C. Removal of the hot-spot problem in photovoltaic modules and arrays. **Solar cells**, v. 31, n. 1, p. 1-12, 1991. ISSN 0379-6787.
- BINGÖL, O.; ÖZKAYA, B. Analysis and comparison of different PV array configurations under partial shading conditions. **Solar Energy**, v. 160, p. 336-343, 2018. ISSN 0038-092X.
- BISHOP, J. Microplasma breakdown and hot-spots in silicon solar cells. **Solar cells**, v. 26, n. 4, p. 335-349, 1989. ISSN 0379-6787.
- BULANYI, P.; ZHANG, R. Shading analysis & improvement for distributed residential grid-connected photovoltaics systems. The 52nd Annual Conference of the Australian Solar Council, 2014.
- CARVALHO, P. C. et al. **Land requirement scenarios of PV plants in Brazil. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'18)**. Espanha 2018.
- CASTELLANO, N. N. et al. Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model. **Applied Energy**, v. 144, p. 1-9, 2015. ISSN 0306-2619.
- CHIVELET, N. M. **Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura**. Bookman Editora, 2010. ISBN 8577806464.
- COUTINHO, C. R. et al. Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos. CBENS 2016 – VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte, MG - Brasil, 2016.
- DE SOUZA, D. V.; TAPIA, G. I. M. Análise do sombreamento entre painéis fotovoltaicos. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018, 2018.
- DELINE, C. Partially shaded operation of a grid-tied PV system. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE, 2009. IEEE. p.001268-001273.
- DO SACRAMENTO, E. M. et al. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 1019-1024, 2015. ISSN 1752-1416.
- EL-DEIN, M. S.; KAZERANI, M.; SALAMA, M. Optimal photovoltaic array reconfiguration to reduce partial shading losses. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 4, n. 1, p. 145-153, 2013.
- ELETRÔNICA, P. Portal de monitoramento PHB Solar. 2018. Disponível em: < <http://www.phbsolar.com.br/> >. Acesso em: 24/09/2018.

ENEL. Norma técnica NT-Br 010/2016. 2016. Disponível em: < https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/NT-BR-010_R-01.pdf >. Acesso em: 21/09/2018.

EPE. Balanço Energético Nacional (BEN) 2018: Ano Base 2017. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: < <http://www.ben.epe.gov.br> >. Acesso em: 20/09/2018.

EUROPE, S. P. **Global Market Outlook 2018-2022** 2018.

FRONTINI, F.; MANFREN, M.; TAGLIABUE, L. C. A case study of solar technologies adoption: criteria for BIPV integration in sensitive built environment. **Energy Procedia**, v. 30, p. 1006-1015, 2012. ISSN 1876-6102.

GOOGLE. Google Maps. 2018. Disponível em: < <https://www.google.com/maps/place/LEA/@-3.7375528,-38.5729891,73m/data=!3m1!1e3!4m8!1m2!2m1!1sufc!3m4!1s0x0:0xa0ca2492fdf6db04!8m2!3d-3.7374809!4d-38.572782> >. Acesso em: 02/08/2018.

GOSS, B. et al. Irradiance modelling for individual cells of shaded solar photovoltaic arrays. **Solar Energy**, v. 110, p. 410-419, 2014. ISSN 0038-092X.

GWANDU, B.; CREASEY, D. Humidity: a factor in the appropriate positioning of a photovoltaic power station. **Renewable Energy**, v. 6, n. 3, p. 313-316, 1995. ISSN 0960-1481.

HERNDAY, P. Field Applications of IV Curve Tracers in the Solar PV Industry. Proceedings of IEEE Silicon Valley Photovoltaics Society (SVPVS) Meeting, Santa Clara, CA, USA, 2012.

IEA. Key World Statistics 2018. 2018. Disponível em: < <https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2018> >. Acesso em: 20/09/2018.

INTERESSANTE, S. O que é a maresia? , 2018. Acesso em: 12/11/2018.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2013. ISSN 1062-7995.

KIMBER, A. et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the southwest region of the United States. Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, 2006. IEEE. p.2391-2395.

LORENZO, E.; MORETÓN, R.; LUQUE, I. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 6, p. 666-670, 2014. ISSN 1062-7995.

MAGHAMI, M. R. et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1307-1316, 2016. ISSN 1364-0321.

MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 14, n. 9, p. 3124-3131, 2010. ISSN 1364-0321.

MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected PV systems. Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005., 2005. IEEE. p.1601-1606.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 16, n. 5, p. 2920-2925, 2012. ISSN 1364-0321.

PICANÇO, J.; ROLIM, J.; PONTE, I. **Panorama mundial e brasileiro das energias renováveis**. CINASE. Fortaleza-CE 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47-499, 2014.

PLANCHON, O. et al. A method of identifying and locating sea-breeze fronts in north-eastern Brazil by remote sensing. **Meteorological Applications**, v. 13, n. 3, p. 225-234, 2006. ISSN 1469-8080.

POPOVICI, C. G. et al. Efficiency improvement of photovoltaic panels by using air cooled heat sinks. **Energy Procedia**, v. 85, p. 425-432, 2016. ISSN 1876-6102.

QUINTANA, M. et al. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. CONFERENCE RECORD IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 2002. IEEE. p.1436-1439.

RODRIGUES, M. S.; TELES, M. B.; MACÊDO, W. N. Resultados experimentais de sombreamento parcial em módulos fotovoltaicos. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018, 2018.

RUSCHEL, C. S.; KRENZINGER, A. Efeito de sombreamento no desempenho de uma usina solar fotovoltaica. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 18-25, 2017. ISSN 2526-2831.

RÜTHER, R. et al. Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE, 2010. IEEE. p.002287-002290.

SATHYANARAYANA, P. et al. Effect of shading on the performance of solar pv panel. **Energy and Power**, v. 5, n. 1A, p. 1-4, 2015. ISSN 2163-1603.

SEFID, S. S. S. G. et al. Investigation of solar cells lifetime in Iran. Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2012 IEEE International Conference on, 2012. IEEE. p.1-5.

SEYEDMAHMOUDIAN, M. et al. Analytical modeling of partially shaded photovoltaic systems. **Energies**, v. 6, n. 1, p. 128-144, 2013.

SIMPLICIO, R. S. et al. Impacto do sombreamento em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. 2016.

SINHA, P. et al. Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in Morocco. Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014 International, 2014. IEEE. p.230-234.

SOLAR, P. Inversor PHB1500-SS. p. datasheet, 2017a. Disponível em: < http://www.phb.com.br/produtos/solar/inversores/1500W_br.aspx >. Acesso em: 13/09/2018.

_____. PHBLogger - Manual do Usuário v1.1. p. datasheet, 2017b. Disponível em: < http://www.phb.com.br/PDFs/Produtos/Solar/Monitoramento/PHBLogger%20Manual%20Usu%C3%A1rio%20V1_1.pdf >. Acesso em: 21/09/2018.

_____. Stringbox CC+CA - PHB - 1 String - 1000V. p. datasheet, 2017c. Disponível em: < <http://www.phb.com.br/PDFs/Produtos/Solar/StringBox/StringBoxPHBCC-CA01String1000V.pdf> >. Acesso em: 21/09/2018.

SOLAR, P. Micro Inversor Solar Grid Tie. 2018. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html> >. Acesso em: 13/09/2018.

_____. Energia Solar Fotovoltaica: a revolução já começou no Brasil. [201-]. Acesso em: 05/11/2018.

SOLAR, Y. Installation and user manual. p. datasheet, 2017a. Disponível em: < http://www.yinglisolar.com/static/assets/uploads/manual/downloads/InstallationManual_IEC_EN_20170727_V03.pdf >. Acesso em: 13/09/2018.

_____. YGE 60 cell series 2 – YL250P-29b. p. datasheet, 2017b. Acesso em: 16/11/2018.

SONNENENERGIE, D. G. **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers.** Taylor & Francis, 2013. ISBN 9781136528224. Disponível em: < <https://books.google.com.br/books?id=SW8qAAAAQBAJ> >.

SUN, Y. et al. Investigating the impact of shading effect on the characteristics of a large-scale grid-connected PV power plant in Northwest China. **International Journal of Photoenergy**, v. 2014, 2014. ISSN 1110-662X.

TADJINE, K.; REKIOUA, D. Photovoltaic panels characteristics under shadows. Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2016 International, 2016. IEEE. p.873-878.

TEIXEIRA, R. F. B. O fenômeno da brisa e sua relação com a chuva sobre Fortaleza-CE. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 3, p. 282-291, 2008.

TEO, J. et al. Impact of Partial Shading on the PV Characteristics and the Maximum Power of a Photovoltaic String. **Energies**, v. 11, n. 7, p. 1860, 2018.

VIJAYAKUMAR, M.; SASIKALA, S. Analysis of photovoltaic system under partial shading condition with KY converter. 2015.

VIJAYALEKSHMY, S.; BINDU, G.; IYER, S. R. Estimation of power losses in photovoltaic array configurations under moving cloud conditions. *Advances in Computing and*

Communications (ICACC), 2014 Fourth International Conference on, 2014. IEEE. p.366-369.

ZORRILLA-CASANOVA, J. et al. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, v. 21, n. 4, p. 790-796, 2013. ISSN 1062-7995.