



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

MATEUS LUSTOSA MARTINS

**ANÁLISE MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DA SUJIDADE EM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS: UM ESTUDO DE CASO NO LEA - UFC**

FORTALEZA

2022

MATEUS LUSTOSA MARTINS

ANÁLISE MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DA SUJIDADE EM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS: UM ESTUDO DE CASO NO LEA - UFC

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

Coorientador: Prof. Me. José Janiere Silva de Souza

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M344a Martins, Mateus Lustosa.
Análise matemática da influência da sujidade em módulos fotovoltaicos : um estudo de caso no LEA -
UFC / Mateus Lustosa Martins. – 2022.
86 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho .
Coorientação: Prof. Me. José Janiere Silva de Souza .

1. Taxa de Sujidade. 2. Sistemas Fotovoltaicos. 3. Análise Matemática. I. Título.

CDD 621.3

MATEUS LUSTOSA MARTINS

ANÁLISE MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DA SUJIDADE EM MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS: UM ESTUDO DE CASO NO LEA - UFC

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Me. José Janiere Silva de Souza (Coorientador)
Instituto Federal do Ceará (IFCE)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À Deus, pelo dom da minha vida e por minhas capacidades físicas e mentais.

Ao meu pai, Antonio Martins da Silva e a minha mãe Maria Gilda Alves Lustosa Martins.

As minhas irmãs, Patricia Lustosa Martins e Leticia Lustosa Martins.

E a todos os amigos, colegas, professores e funcionários da Universidade Federal do Ceará, que de algum modo proporcionaram o meu aprendizado, e pavimentaram meu caminho rumo ao conhecimento profissional e pessoal, durante a Graduação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ser minha força e guia durante toda a minha vida.

À minha família, por proporcionar apoio, afeto e me incentivar sempre, para que eu desse o meu melhor e alcançasse os meus objetivos.

Aos meus professores e amigos, da Educação Básica ao Ensino Superior, por me acompanharem durante os estudos, me ensinando e contribuindo para o meu crescimento profissional e pessoal.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela orientação e apoio no projeto do TCC, e também ao meu coorientador, Prof. Me. José Janiere Silva de Souza, pela colaboração e sugestões a este trabalho. Agradeço também ao Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara, por participar da banca avaliadora.

“Não importa quão estreito seja o portão,
ou quão cheio de punições seja o pergaminho.
Eu sou o mestre do meu destino.
Eu sou o Capitão da minha alma!”

(*Invictus* -William Ernest Henley)

RESUMO

A geração distribuída (GD) tem atraído a atenção mundial nas últimas décadas e a energia solar fotovoltaica e eólica se mostram cada vez mais necessárias frente ao desenvolvimento exponencial das sociedades e a crescente demanda energética atual. Nesse sentido, o setor energético de GD procura expandir suas tecnologias de modo a garantir a confiabilidade e o alto desempenho desses sistemas. O Brasil possui características ambientais ideais à geração distribuída, o que justifica a expansão dos sistemas fotovoltaicos (FV) pelo país, em especial em estados como o Ceará. Dessa maneira, estudos técnicos atualizados sobre esses sistemas se tornam necessários, de modo a otimizar a conversão de energia. Um dos problemas que atrapalham a conversão de energia em sistemas FV é a perda de desempenho por efeito da sujidade, que afeta diretamente a irradiação solar nos painéis. A sujidade é a deposição de partículas de poeira sob a superfície dos módulos FV, atrapalhando a transformação de energia e, conseqüentemente, a potência de saída e a performance desses sistemas. Assim, o presente trabalho realiza uma análise matemática da sujidade em um sistema FV em Fortaleza, Ceará, de modo a quantificar os efeitos desse problema. A planta fotovoltaica (PFV) faz parte do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da Universidade Federal do Ceará (UFC), no Campus do Pici e possui potência total instalada de 1,5 kWp. Para a análise utilizou-se três modelos matemáticos, sendo eles: o modelo de desempenho de matriz Sandia (SAPM), o modelo de fator de forma constante (FF_K) e o modelo de ponto de potência máxima aproximado (AMPP). Empregou-se o método SAPM como padrão de referência, para comparação com os outros dois modelos. Através da coleta de dados elétricos e ambientais, pode-se mensurar a taxa de sujidade (S_{RATIO}) presente no sistema durante meses secos e chuvosos dos anos de 2018 e 2019. Essa separação se justifica pelo fato da chuva agir removendo as impurezas sob os painéis, o que afeta diretamente a sujidade e sua deposição. Após as análises, verificou-se que a S_{RATIO} medida no sistema através de SAPM, em meses chuvosos de 2018, atingiu valor mínimo de 0,74 e máximo de 0,97. Para 2019, em períodos de escassez de chuva, a S_{RATIO} através de SAPM atingiu valor mínimo de 0,74 e máximo de 1,17. Em comparação com os valores modelados por FF_K e AMPP no período chuvoso de 2018, a S_{RATIO} alcançou mínimos de 0,81 e 0,64, respectivamente, e máximos de 0,89 e 0,69, respectivamente. Nesse sentido, uma comparação da sujidade dos métodos FF_K e AMPP com o padrão SAPM, demonstrou que, para 2018, os valores de sujidade obtidos do método FF_K são 78,57% mais próximos aos valores obtidos por SAPM, e para 2019 essa proximidade chegou a 90,47%.

Palavras-chave: análise matemática; sistemas fotovoltaicos; taxa de sujidade.

ABSTRACT

Distributed generation (DG) has attracted worldwide attention in recent decades and solar photovoltaic and wind energy are increasingly necessary in view of the exponential development of societies and the current growing energy demand. In this sense, the DG energy sector seeks to expand its technologies in order to guarantee the reliability and high performance of these systems. Brazil has ideal environmental characteristics for distributed generation, which justifies the expansion of photovoltaic (PV) systems across the country, especially in states such as Ceará. Thus, updated technical studies on these systems become necessary in order to optimize the energy conversion. One of the problems that hinder energy conversion in PV systems is the loss of performance due to dirt, which directly affects solar radiation on the panels. Dirt is the deposition of dust particles under the surface of PV modules, disturbing energy transformation and, consequently, the output power and performance of these systems. Thus, the present work performs a mathematical analysis of dirtiness in a PV system in Fortaleza, Ceará, in order to quantify the effects of this problem. The photovoltaic plant (PFV) is part of the Alternative Energy Laboratory (LEA) of the Federal University of Ceará (UFC), on Campus do Pici and has a total installed power of 1.5 kWp. Three mathematical models were used for the analysis, namely: the Sandia matrix performance model (SAPM), the constant form factor model (FFK) and the approximate maximum power point model (AMPP). The SAPM method was used as a reference standard for comparison with the other two models. Through the collection of electrical and environmental data, it was possible to measure the dirt rate (SRATIO) present in the system during the dry and rainy months of the years 2018 and 2019. This separation is justified by the fact that the rain acts by removing impurities under the panels, which directly affects dirtiness and its deposition. After the analyses, it was found that the SRATIO measured in the system through SAPM, in the rainy months of 2018, reached a minimum value of 0.74 and a maximum value of 0.97. For 2019, in periods of scarcity of rain, the SRATIO through SAPM reached a minimum value of 0.74 and a maximum value of 1.17. Compared to the values modeled by FFK and AMPP in the rainy season of 2018, SRATIO reached minimums of 0.81 and 0.64, respectively, and maximums of 0.89 and 0.69, respectively. In this sense, a comparison of the dirtiness of the FFK and AMPP methods with the SAPM standard, demonstrated that, for 2018, the dirtiness values obtained from the FFK method are 78.57% closer to the values obtained by SAPM, and for 2019 this proximity reached to 90.47%.

Keywords: dirt rate; math analysis; photovoltaic systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Ranking de Geração Distribuída no Brasil em 2022.	22
Figura 2 - Representação da incidência de feixes de radiação sob uma superfície.	26
Figura 3 - Medição da função de refletância hemisférica-angular e angular-hemisférica 29	29
Figura 4 - Conjuntos de 1 MWp separadas por <i>ligação do tipo centralizado</i>	35
Figura 5 - Diagrama de blocos esquemático baseado em um modelo de ANN.	37
Figura 6 - Comparação entre ω e SRATIO medidos e estimados.	40
Figura 7 - Módulos limpos e sujos lado a lado.....	41
Figura 8 - Sistema fotovoltaico sob efeito da sujidade.....	42
Figura 9 - Fator de degradação da sujidade calculado para 2015.....	44
Figura 10 - Redução da potência do sistema FV causada pela sujidade (Watts).	45
Figura 11 - Redução da potência do sistema FV causada pela sujidade (%) 45	45
Figura 12 - Arquitetura da ANN utilizada no estudo.	47
Figura 13 - Valores da eficiência do sistema FV medido no estudo.	48
Figura 14 - Relação do fator de capacidade com o tipo de sujidade (areia vermelha, calcário e cinza).	49
Figura 15 - Amostras instaladas no local do estudo.	52
Figura 16 - Relação entre a acumulação da sujidade e perda na transmissão de energia..... 53	53
Figura 17 - Amostra de um dos sistemas FV analisado no MEV.....	54
Figura 18 - Taxa de sujidade média diária dos painéis de CdTe.	56
Figura 19 - Taxa de sujidade média diária dos painéis de p-Si.	56
Figura 20 - Representação de PFV1.	59
Figura 21 - Sujidade encontrada em PFV1.....	63
Figura 22 - Datalogger PHB Solar de PFV1.	63
Figura 23 - Taxas de sujidade nos meses chuvosos de 2018.....	70
Figura 24 - Taxas de sujidade nos meses secos de 2018.	71
Figura 25 - Taxas de sujidade nos meses chuvosos de 2019.....	71
Figura 26 - Taxas de sujidade nos meses secos de 2019.	72
Figura 27 - Erros r_{RMSE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2018.	74
Figura 28 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2018.....	74
Figura 29 - Erros r_{RMSE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2018.....	75
Figura 30 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2018.	75
Figura 31 - Erros r_{MSE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2019.	76
Figura 32 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2019.....	76

Figura 33 - Erros r_{MSE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2019.	77
Figura 34 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2019.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores dos pesos, tendências e constantes utilizados na ANN bayesiana	37
Tabela 2 - Resultados obtidos no estudo de redes neurais.....	38
Tabela 3 - Resultados obtidos no estudo de densidade gravimétrica.	39
Tabela 4 - Dados do sistema FV estudado.....	43
Tabela 5 - Dados do $S_{RATIOIEC}$ dos sistemas FV estudados.	58
Tabela 6 - Dados do $S_{RATIONREL}$ dos sistemas FV estudados.	59
Tabela 7 - Informações dos módulos de PFV1.....	61
Tabela 8 - Informações do inversor de PFV1.....	61
Tabela 9 - Volume de chuvas em Fortaleza no período selecionado.	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Absolar	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ADM	Massa de Sujeria Acumulada
AIE	Agência Internacional de Energia
AMPP	Modelo de Ponto de Potência Máxima Aproximado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANN	Redes Neurais Artificiais
CLP	Controlador Lógico Programável
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EUA	Estados Unidos da América
Fiec	Fundação das Indústrias do Estado do Ceará
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
GD	Geração Distribuída
IEC	International Electrotechnical Commission
IFPE	Instituto Federal de Pernambuco
IoT	Internet das Coisas
IRESN	Instituto de Pesquisa em Energia Solar e Energias Renováveis
LEA	Laboratório de Energias Alternativas
NREL	National Renewable Energy Laboratory
RN-482	Resolução Normativa Nº 482
r_{MBE}	Erro Médio Absoluto
r_{RMSE}	Erro Médio Quadrático
SAPM	Modelo de Desempenho de Matriz Sandia
UFC	Universidade Federal do Ceará
US-DOE	Departamento de Energia Americano

LISTA DE SÍMBOLOS

A_{pv}	Área do Módulo FV
b	Tendências
c	Parâmetros
C_{DP}	Coefficiente de Correção Dependente da Potência da Sujidade
CdTe	Telureto De Cádmio
c-Si	Silício Monocristalinos
D_i	Tempo Médio de Exposição ao Longo do Dia
DP	Potência de Sujidade
$D_{P_{corr}}$	Potência de Sujidade Corrigida
EC	Quantidade de Carbono Elementar
E_{CAi}	Potência de Saída CA no Instante i
E_{pv}	Rendimento Energético Estimado Para o Sistema FV
E_{sun}	Irradiação Solar Diária
f_{dirt}	Fator de Redução por Efeito da Sujidade
FF_K	Modelo de Fator de Forma Constante
f_{mm}	Fator de Incompatibilidade dos Módulos
f_{temp}	Fatores de Temperatura
FV	Sistemas Fotovoltaicos
G	Irradiância
G_0	Irradiação na Condição STC
G_0	Irradiância Solar na Condição de Referência
G_I	Irradiação Solar
G_{POA}	Irradiância Inclinada
G_{POA}	Radiação Solar Incidente
G_{SH}	Irradiância em uma Superfície Horizontal
G_{SI}	Irradiância em uma Superfície Inclinada
G_{STC}	Irradiância STC
G_{Ti}	Irradiância no Plano Inclinado no Instante i
H	Insolação
H_{0I}	Radiação Diária Extraterrestre
H_I	Radiação Solar Diária
$I_{MPMáx}$	Corrente Ponto de Máxima Potência

I_{SC}	Corrente de Curto-Circuito
J_{sc}	Densidade de Corrente de Curto-Circuito
k_{aging}	Fator de Envelhecimento do Painel
K_T	Índice de Claridade Atmosférica
$L_{e,\Omega}$	Radiância
MPPT	Ponto de Máxima Potência
η_i	Eficiência Média de Conversão Diária no Sistema
OC	Quantidade de Carbono Orgânico
$P_{arraySTC}$	Capacidade Total do Painel FV
PE	Potência Emitida
PFV	Planta Fotovoltaica
PFV1	Planta Fotovoltaica 1
$P_{Máx}$	Potência Máxima
$p_{máx0}$	Potência do Módulo na Condição de Referência
$P_{MáxSTC}$	Potência Máxima de Saída em STC
$p_{máxsujo}$	Potência Máxima no Painel Sujo
PMLimpo	Potências Máximas nos Módulos Limpos
$P_{Mmedida}$	Potência Máxima Medida
P_{Mref}	Potência Máxima de Referência
P_{MSujo}	Potências Máximas nos Módulos Sujos
P_{nom}	Potência Nominal CC
P_{RATIO}	Relação de Desempenho
PS	Tamanho das Partículas
$P_{SHperiod}$	Pico de Insolação Medido em Horas
p-Si	Silício Policristalino
r	Correlação de Pearson
R_B	Razão entre Superfícies
RD	Radiação Difusa
RE	Radiosidade
RF	Radiação por Feixes
R_{ST}	Radiação Solar Total
S_{0I}	Horas Máximas Diárias
S_{BM}	Sombreamento
S_{RATIO}	Taxa de Sujidade
S_{RATIO}	Taxa de Sujidade

$S_{RATIOmedida}$	Taxa de Sujidade Medida
$S_{RATIOmodelada}$	Taxa de Sujidade Modelada
STC	Condições De Teste Padrão
T_0	Temperatura
T_C	Temperatura da Célula
T_C	Temperatura da Célula FV
T_i	Temperatura Ambiente Diária Média
T_M	Temperatura dos Módulos
T_{msujo}	Temperatura do Módulo Sujo
T_V	Transmitância Espectral-Hemisférica
$T_{V,\Omega}$	Transmitância Direcional-Espectral
T_Ω	Transmitância Direcional
$V_{MPMáx}$	Tensão no Ponto de Máxima Potência
V_{OC}	Tensão de Circuito-Aberto
w	Pesos
y	Coefficiente de Temperatura para Potência
Y	Regressão Linear Múltipla
α	Absortância Direta
α	Coefficientes de Temperatura para I_{SC}
α_s	Ângulo de Altitude Solar
α_λ	Absortância Monocromática
β	Coefficientes de Temperatura para V_{OC}
β	Inclinação
β	regressão linear
γ	Ângulo de Azimute da Superfície
γ	Coefficiente de Temperatura do Módulo em $P_{máx}$
γ_s	Ângulo de Azimute Solar
δ	Declinação
ΔT	Variação de Temperatura
ε	Termo de Erro
ε_D	Emitância Direta
ε_λ	Emitância Monocromática
ζ_{REAL}	Produtividade Real
$\zeta_{TEÓRICO}$	Produtividade Teórica
η_{inv}	Eficiência Do Inversor

η_{pv}	Eficiência dos Módulos FV
θ	Ângulo de Incidência
θ_z	Ângulo Zênite
λ	Coefficiente de Perda de Potência por Temperatura
μ_m	Tamanho Médio da Partícula
ξ	Fator De Limpeza
ξ_{cable}	Perdas no Cabo
$\rho_{\lambda i}$	Refletância Angular-Hemisférica
$\rho_{\lambda r}$	Refletância Hemisférica-Angular
T	Transmitância Hemisférica
τ_{limpo}	Transmitância
ϕ	Latitude
ω	Ângulo de Deslocamento Solar
ω	Densidade Gravimétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1.	Panorama histórico	19
1.2.	Geração renovável no Brasil e no mundo	20
1.3.	Objetivo	23
1.4.	Justificativa	23
1.5.	Estrutura do trabalho	23
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1.	Geração FV	24
2.2.	Conceitos Físicos envolvidos na geração FV	25
2.3.	Sujidade em sistemas FV	30
2.4.	Trabalhos sobre a sujidade em FV e Modelos Matemáticos de Análise	31
2.4.1.	<i>Modelo Estatístico</i>	32
2.4.2.	<i>Redes Neurais Artificiais</i>	34
2.4.3.	<i>Análise Gravimétrica</i>	38
3.	ESTADO DA ARTE	40
3.1.	A sujidade e sua correlação com o desempenho de plantas FV	40
3.2.	Modelagem do fator de redução devido ao efeito da sujidade em FV	42
3.3.	Estudo de caso na Jordania	46
3.4.	Modelos Matemáticos de Análise da Sujidade	48
3.5.	Sujidade em Sistemas FV no Brasil	53
4.	METODOLOGIA	59
4.1.	Caracterização da planta FV estudada	59
4.2.	Estruturação dos dados utilizados	61
4.3.	Modelos de análise dos dados	65
4.3.1.	<i>Método de desempenho de matriz Sandia – SAPM</i>	65
4.3.2.	<i>Método do fator de forma constante - FF_K</i>	66

4.3.3.	<i>Método do ponto de potência máxima aproximado – AMPP</i>	67
4.4.	Taxa de sujidade medida e modelada	68
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	69
5.1.	Resultados da aplicação dos métodos <i>SAPM</i> , <i>FF_K</i> e <i>AMPP</i>	69
5.2.	Erros RMSE e RMBE	73
5.3.	Discussão.....	78
6.	CONCLUSÃO	79
6.1.	Sugestão para trabalhos futuros.....	80
	REFERÊNCIAS	81

1 INTRODUÇÃO

Nesse capítulo faz-se um panorama histórico do uso da energia FV no mundo, trazendo informações sobre a conversão de energia renovável e suas perspectivas de futuro.

1.1. Panorama histórico

A transformação de uma forma de energia em outra é atividade do ser humano desde a pré-história. Seja transformando energia química em energia térmica com o controle do fogo, há mais de 500 mil anos, ou em energia elétrica, através dos atuais painéis solares, o ser humano faz da energia sua principal aliada no desenvolvimento da sociedade.

Segundo [Palz](#) (2003), o consumo de combustíveis fósseis era insignificante até o século XVIII, apesar deste tipo de combustível ser conhecido pelo homem desde a antiguidade. Os babilônios usavam petróleo, assim como os gregos, para a iluminação das ruas de suas cidades, e o asfalto (palavra de origem grega) era empregado como material de construção por esses povos. O carvão mineral, por sua vez, era usado pelos chineses há 2000 anos, na fundição de metais, enquanto os primeiros relatos da mineração desse componente no continente europeu se dão por volta do século XII. Os recursos fósseis tiveram sua popularização mundial no início do século XIX, em consonância à expansão dos motores a combustão.

No final do mesmo século, tem-se o registro da primeira central elétrica geradora nos Estados Unidos da América (EUA), com a potência instalada de vários kilowatts, o que era surpreendente à época. Os países mais geradores de eletricidade do mundo em 1902 eram: EUA, Alemanha, Inglaterra, França, Espanha e Suécia; apenas 75 anos depois a Europa já registrava 284.000 MW de capacidade de geração elétrica instalada. Isso mostra que, diferentemente de outras formas de energia, a eletricidade se desenvolveu exponencialmente e, por sua confiabilidade, se tornou uma das formas de energia mais utilizada no mundo.

A conversão de energia solar através dos módulos FV foi revolucionada a partir de 1839, com a pesquisa do físico francês Alexandre Edmond Becquerel sobre o efeito fotovoltaico. Décadas depois, em 1883, o cientista americano Charles Fritts desenvolve a primeira célula de selênio. Usando células de selênio, em 1884 Fritts construiu em Nova York o primeiro painel solar instalado em telhado que se tem registro no mundo.

Após essa série de acontecimentos – inclusive um prêmio Nobel para Einstein –, deu-se início à era moderna da energia solar, em 1954, após a elaboração do processo de dopagem de silício por Calvin Fuller e a criação da célula solar moderna por Russell Shoemaker Ohl.

O progresso científico e tecnológico, além de uma brusca mudança das economias de produção mundiais, tornou a utilização, em larga escala, da energia solar uma realidade. A necessidade social da descentralização da matriz energética atualmente, em especial em países em desenvolvimento (como o Brasil) também contribuiu para esse panorama. [Palz](#) (2003) afirma que a energia solar absorvida pela Terra a cada ano é 10 vezes maior do que os recursos fósseis totais, incluindo reservas ainda não descobertas, inexploradas e irrecuperáveis.

Assim, a GD se mostra nas últimas décadas uma alternativa eficaz para ser usada junto as outras formas de energia renováveis já consolidadas no Brasil, como as hidroelétricas.

1.2. Geração FV no Brasil e no mundo

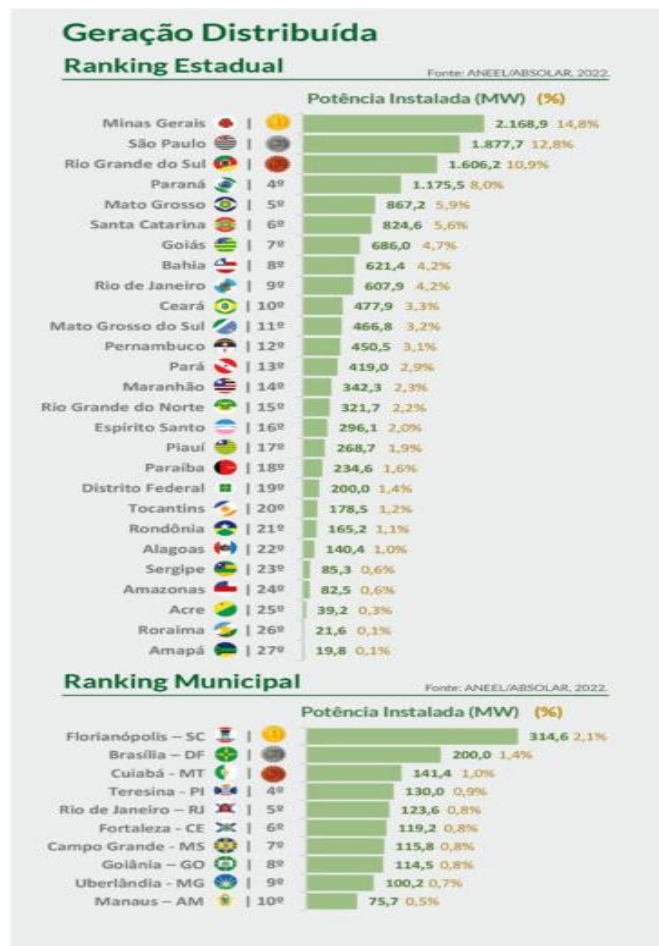
A eletricidade produzida de forma renovável está se tornando cada vez mais competitiva, e é, em muitos casos, mais econômico e sustentável às nações adicionar GD em sua matriz energética do que voltar ao uso de energia nuclear, por exemplo. Segundo relatório da [Bloomber-NEF](#) (2020), cerca de 56% da conversão de energia poderia ser fornecida por fonte eólica até 2050, e em alguns países esse número pode chegar a 80% da matriz energética. A [Agência Internacional de Energia](#) (AIE) também declarou que, embora os custos para novas instalações FV e eólicas tenham aumentado em 2022 (contrariando a redução de custos da última década), os preços do gás natural, petróleo e carvão mineral aumentaram muito mais rapidamente.

Em 2022 a [China](#) registrou a maior representatividade de energia FV do mundo até então, com 323 GW, enquanto o [Brasil](#) possui mais de 13 GW de potência operacional da fonte solar FV, somando as usinas de grande porte e os sistemas de geração própria. No entanto, o país se mostra comprometido ainda mais com o desenvolvimento da GD, e segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica ([ANEEL](#)), em 2023 o país possa ter um aumento de mais de 90% nas conversões de energia por GD.

No ano de 2012 a ANEEL lançou a Resolução Normativa N° 482 ([RN-482](#)), uma das mais importantes regulamentações do setor FV no Brasil, pois trouxe a regulamentação do micro e da minigeração distribuída de energia, modalidade que permite que consumidores produzam a própria eletricidade e obtenham economia na conta de luz por meio de um sistema de compensação de créditos com as concessionárias de distribuição. Em 2022 outra legislação provocou grandes mudanças no setor de produção FV. A [Lei N° 14.300/2022](#) promove algumas [alterações](#) na RN-482, entre elas de que a publicação das diretrizes do sistema de cálculo para compensação de créditos de energia deve ser feito pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e leva em consideração cinco aspectos: Transmissão, Distribuição, Geração, Perdas e Sinal Locacional. Outra mudança é de que a conta deve ser realizada pela ANEEL, e os clientes geradores atuais (2022) ou que solicitarem acesso em até 12 meses após a publicação da lei, permanecerão sob a regra de paridade tarifária dezembro de 2045, situação definida como “direito adquirido”. Para os clientes que se conectarem entre janeiro e julho de 2023, esse direito valerá até dezembro de 2030, e para aqueles que se conectarem após 18 meses da aprovação da Lei, a transição terminará dezembro de 2028.

O estado do Ceará possui atualmente mais de 500 MW de potência de GD instalada, sendo 477,9 MW somente de geração FV, estando entre os 10 estados que mais produzem energia renovável no país. Como pode ser visto na Figura 1, somente em Fortaleza, capital do estado, são 119,2 MW de potência instalada em sistemas FV, e segundo dados do Governo do Estado do Ceará, em parceria com a Fundação das Indústrias do Estado do Ceará ([Fiec](#)), estima-se que o estado quadruplicará sua capacidade de conversão de energia em sistemas FV até 2023.

Figura 1 - Ranking de GD no Brasil em 2022.



Fonte: [ABSOLAR](#) (2022)

O crescimento da GD nacional é evidente, trazendo a tona a necessidade de entender e buscar soluções para problemas envolvidos na conversão de energia limpa, ou para o aumento do desempenho desses sistemas. Nesse sentido, a sujidade em painéis FV torna-se assunto recorrente em diversos trabalhos realizados no país nos últimos anos.

A sujidade em sistemas FV pode ser definida como o acúmulo de matéria particulada em uma superfície, podendo ser de composição e tamanhos variados. [Conceição et al](#) (2018) explicam que entre os fatores que mais influenciam na perda de geração em sistemas FV, o acúmulo de sujidade é o terceiro mais importante, pois reduz a absorção eficaz da irradiância solar, gerando perdas de 50% na potência de saída em casos mais extremos.

1.3. Objetivo

Realizar análise matemática dos efeitos da sujidade, através de modelos de estimativa da potência máxima, de uma planta FV localizada no LEA- UFC, na zona urbana de Fortaleza, Ceará.

1.4. Justificativa

De acordo com a ANEEL a energia renovável está presente em todos os municípios do estado do Ceará. Isso mostra que a instalação de sistemas FV segue em ritmo de crescimento exponencial, tornando cada vez mais comum a presença desta tecnologia na vida do cearense. Sendo assim, buscar alternativas para otimizar o funcionamento desses sistemas é primordial para desenvolver ainda mais o setor, e isto inclui a solução de problemas recorrentes, como é o caso da sujidade em painéis FV.

[Araújo et al \(2020\)](#), por exemplo, mostram que a deposição de sujidades sobre a superfície dos módulos FV, seja por poeira, poluição ou outro contaminante, causa impacto significativo no desempenho destes componentes. No trabalho, que analisa plantas FV instaladas em Fortaleza, é visto que a Relação de Desempenho (chamada no trabalho de *Performance Ratio - P_{Ratio}*), que traz a relação entre o desempenho real e o teórico do sistema analisado, decai 12% nos períodos do ano com menor taxa de chuva. Este, e outros estudos apresentados nas próximas seções, evidenciam a relevância do tema sujidade.

1.5. Estrutura do trabalho

O presente trabalho é estruturado em 6 capítulos, sendo eles:

- **Capítulo 1 – Introdução:** Traz um panorama histórico sobre a conversão de energia, bem como dados atuais sobre geração FV.
- **Capítulo 2 – Fundamentação teórica:** Traz os fundamentos físicos e matemáticos envolvidos na geração FV, e na análise da sujidade sobre esses sistemas;
- **Capítulo 3 – Estado da Arte:** Traz os estudos recentes sobre o tema, e os resultados encontrados pelos autores;

- **Capítulo 4 – Metodologia:** Traz a forma de análise matemática utilizada no trabalho, de modo a entender como a sujidade afeta a potência de saída do sistema FV escolhido;
- **Capítulo 5 – Resultados e discussões:** Traz os resultados encontrados após as análises e suas possíveis explicações;
- **Capítulo 6 – Conclusão:** Traz as considerações finais sobre o presente trabalho e sugestões para trabalhos futuros;
- **Referências;** Traz a lista dos trabalhos, livros e artigos utilizados como fontes de pesquisa.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nessa capítulo são explicados alguns conceitos para o melhor entendimento do funcionamento de sistemas FV, além da apresentação de alguns modelos matemáticos que são usados para analisar as perdas de performance por sujidade.

2.1. Geração FV

O Sol é uma esfera de intensa matéria gasosa quente, com diâmetro de mais de 1,3 milhões de quilômetros, e que funciona como um reator nuclear, como definido por [Duffie, et al. \(2006\)](#). Estima-se que 90% da energia gerada pelo Sol se dá na região mais interna, que compreende 0,23 vezes o seu raio, e a maior parte da radiação emitida se dá na fotosfera, a superfície externa visível da estrela. Essa região é basicamente composta por gases ionizados que absorvem e emitem um espectro contínuo de radiação.

A radiação solar é caracterizada por ondas eletromagnéticas que viajam na velocidade da luz, sendo dividida em comprimentos de onda, que fora da atmosfera terrestre variam entre 0,25 e 3 um. Essa radiação é separada em 7 bandas: ondas de rádio, micro-ondas, infravermelho, luz visível, ultravioleta, raios X e gama. A sua incidência da radiação solar na Terra está sujeita a variações causadas pelo seu espelhamento nas águas, solo e devido a absorção por O₃, H₂O e CO₂. A absorção terrestre da radiação solar se dá em grande parte pelo ozônio, nas camadas mais altas da atmosfera.

A partir disso o físico alemão Max Planck projetou a hipótese que toda a radiação eletromagnética é quantificada em pacotes finitos de energia, denominados de fótons. Essa quantização deu origem a Teoria Quântica de Planck, que implica que um fóton de luz de determinada frequência, ou comprimento de onda, sempre terá a mesma quantidade de energia. Albert Einstein propôs, em 1905, a teoria sobre o Efeito Fotoelétrico, a partir dos estudos de Planck. Einstein sugeriu que elétrons serão emitidos de uma superfície de metal se esta for submetida a um feixe luminoso de alta frequência, como a luz ultravioleta, uma das bandas do espectro eletromagnético da radiação solar.

Cerca de 50 anos após as proposições de Einstein e Planck, o engenheiro americano Russell Shoemaker, pesquisador sobre semicondutores e que descobriu a junção P-N em 1939, apresentou e patenteou o protótipo do que hoje se conhece como célula solar, um trabalho em equipe juntamente a Calvin Fuller, Gerald Pearson e Daryl Chapin, todos cientistas do laboratório Bell Labs.

Uma das primeiras utilizações de painéis solares ocorreu em 1958, quando o satélite Vanguard I foi lançado no espaço com o auxílio de um painel de menos de 1 W de potência, que alimentou seu rádio durante a viagem. Naquele mesmo ano, o Explorer III e o Sputnik-3 foram lançados com sistemas FV a bordo, de acordo com o Departamento de Energia Americano ([US-DOE](#)) (2022)

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica ([Absolar](#)) (2022), em setembro de 2022 a geração FV correspondia a 9,6% da matriz elétrica do Brasil. A potência instalada no país em 2022 é de 19 GW, somando-se usinas de grande porte e geração residencial própria. A associação diz que de janeiro ao início de setembro de 2022, a capacidade instalada cresceu 46,1%, além disso, nos meses de junho, julho e agosto o ritmo de expansão foi de 1 GW por mês, o que colocou a fonte na terceira posição da matriz brasileira, com potência instalada operacional superior à das termelétricas movidas a gás natural e biomassa.

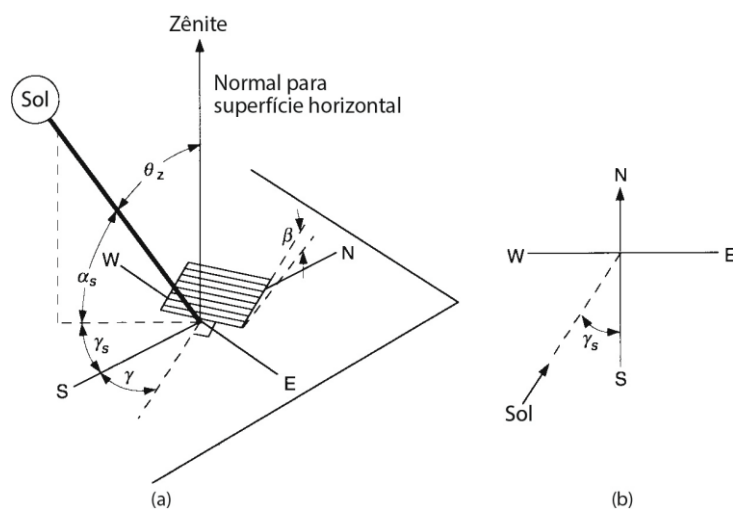
2.2. Conceitos Físicos envolvidos na geração FV

A radiação solar é formada por ondas que viajam na velocidade da luz. [Duffie, et al.](#) (2006) definem noções importantes para entender melhor os conceitos físicos envolvidos na geração FV. A *Radiação por Feixes (RF)* é a radiação solar emitida pelo Sol sem ter sido

espelhada pela atmosfera terrestre, enquanto a *Radiação Difusa (RD)* é aquela recebida pela Terra após o espelhamento na atmosfera. A *Radiação Solar Total (RS_T)* é a soma de RF e RD.

Por sua vez, a *Irradiância (G)* é a taxa de energia radiante que incide sob uma superfície por unidade de área. Deste conceito se obtém a *Irradiação*, que é o resultado da integral de G em um período de tempo específico, geralmente horas ou dias. A *Insolação (H)* é o termo aplicado especificamente para a irradiação solar de energia, podendo representar RF, RD e RS_T. A *Radiosidade (RE)* é a taxa de energia de radiação que é fornecida à uma superfície, por unidade de área, após os processos de emissão, reflexão e transmissão, enquanto a *Potência Emitida (P_E)* é a taxa de energia que é fornecida a uma superfície apenas pelo processo de emissão. A representação da incidência de Radiação por Feixes sob uma superfície é mostrada na Figura 2.

Figura 2 - Representação da incidência de feixes de radiação sob uma superfície.



Fonte: Adaptado de [Duffie, et al. \(2006\)](#)

A *Latitude (φ)* é a localização angular apontando para norte ou sul da linha do Equador, e varia entre -90° e 90° . A *Declinação (δ)* é a posição angular do Sol ao meio-dia, e varia entre -23.45° e 23.45° . A *Inclinação (β)* é ângulo entre o plano da superfície analisada e a horizontal, enquanto o *ângulo de azimute da superfície (γ)* é o desvio da projeção da incidência de radiação em um plano horizontal à normal da superfície, variando entre -180° e 180° . O *ângulo de deslocamento solar (ω)* é o deslocamento angular do Sol para leste ou oeste, devido a rotação da Terra em seu eixo, e varia em 15° a cada hora do dia. O *ângulo de incidência (θ)* é o ângulo formado entre os feixes da Radiação por Feixes e a normal de uma superfície. Por fim, o *ângulo zênite (θ_z)* é o ângulo de incidência sob uma superfície horizontal, o *ângulo de altitude solar (α_s)* é o complemento de θ_z, e o *ângulo de azimute solar (γ_s)* é o ângulo de azimute da superfície

incidida, apontando para sul. O cálculo de $\cos \theta$ é feito através da expressão (1), em que: $\sin \delta = a$; $\cos \delta = b$; $\sin \phi = c$; $\cos \phi = d$; $\sin \beta = e$; $\cos \beta = f$; $\sin \gamma = g$; $\cos \gamma = h$; $\sin \omega = i$; $\cos \omega = j$.

$$\cos \theta = (a \times c \times f) - (a \cdot d \cdot e \cdot h) + (b \cdot d \cdot f \cdot j) + (b \cdot c \cdot e \cdot h \cdot j) + (b \cdot e \cdot g \cdot i) \quad (1)$$

Com o valor de $\cos \theta$ é possível encontrar a *Razão entre Superfícies* (R_B), um fator geométrico que relaciona G em uma superfície inclinada (G_{SI}) e G em uma superfície horizontal (G_{SH}). A razão R_B está expressa em (2), e é importante para o design e os cálculos de performance de sistemas FV. Esta razão é fortemente utilizada como modelo base no cálculo da radiação incidente em superfícies horizontais, e o resultado obtido é aplicado na análise feita para superfícies inclinadas.

$$R_B = \left(\frac{G_{SI}}{G_{SH}} \right) = \left(\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) \quad (2)$$

Onde $\cos \theta_z$ pode ser obtido a partir de (1). Estas informações são essenciais, pois dizem respeito a condição de incidência de radiação solar em determinado ponto do globo terrestre. Antes de se instalar um sistema FV é preciso ter a noção da incidência da radiação no local, de modo a proporcionar o melhor desempenho ao sistema. Algumas tecnologias atuais, como seguidores solares por exemplo, conseguem rastrear o movimento do Sol de modo a ajustar o seu sistema para minimizar θ_z . Isso faz com que estes dispositivos maximizem sua eficiência, pois procuram a melhor posição para a incidência de radiação ser a maior possível.

Outro efeito importante e que afeta a geração FV é o *Sombreamento* (S_{BM}), que é a interferência na absorção da luz que chega aos painéis. Essas sombras podem ser de nuvens, árvores, prédios, sujidade ou outras obstruções próximas ao local de instalação do sistema de geração. Por serem de geometria irregular, é difícil calcular a área de ataque dessas sombras sobre o painel FV, dessa maneira, um recurso utilizado é usar um diagrama de posição do Sol sobre o céu, plotando a altitude solar versus o azimute solar. Assim, é possível verificar quais formatos do sombras sobrepõe o caminho que a luz solar percorre até o painel, de modo a subtrair essas áreas do plano já calculado. No caso de sombreamento de objetos com geometria regular, o cálculo é mais simples, apenas subtraindo a área da sombra sobre o painel pela área total do painel.

A posição angular de prédios, ou outros objetos que causam sombreamento, pode ser inserida em um único plano. Se um objeto possui dimensões e orientação conhecidas em relação ao sistema FV, e sabendo a distância deste até aquele, é possível calcular a coordenada angular correspondente a altitude e o ângulo de azimute do ponto de obstrução, a partir de considerações trigonométricas.

A estimativa média de radiação solar é um dado essencial para mensurar o comportamento da geração de sistemas FV no mundo todo. Os dados médios de horas de insolação ou porcentagem média de possíveis horas de insolação são facilmente identificáveis, graças a centenas de estações meteorológicas instaladas em muitos países. Equações e instrumentos especiais são utilizados nessas medições, como o *Gravador de Campbell-Stokes* – equipamento ótico inventado no século XIX, que registra a quantidade de horas solares a que uma superfície é submetida – e a expressão do *Modelo de Angstrom-Prescott*, exposto em (3). Em estudo feito por [Keawsang-in et al \(2018\)](#), utilizando este modelo matemático, foi possível estimar a radiação solar diária (H_i) sob 11 estações meteorológicas na Tailândia. Através da radiação diária extraterrestre (H_{0i}), constantes empíricas (a e b), e quantidade de horas diárias (S_i) e de horas máximas diárias (S_{0i}) de insolação no local, os pesquisadores concluíram que os valores médios obtidos através dos cálculos estavam de acordo com os obtidos através das medições nas estações. Os valores também podem ser medidos em dias e meses, fazendo-se as devidas conversões.

$$H_i = H_{0i} \left(a + b \left(\frac{S_i}{S_{0i}} \right) \right) \quad (3)$$

Os conceitos de *Absortância* e *Emitância* de radiação solar sob uma superfície, também são de suma importância para entender os cálculos que envolvem a transformação da energia solar em energia elétrica nos sistemas FV. A *Absortância Monocromática* (α_λ) é uma propriedade inerente aos materiais, e pode ser entendida como a fração de radiação incidente de comprimento de onda λ que é absorvida pela superfície na direção (u, ϕ), onde u é o cosseno do ângulo polar e ϕ é o ângulo azimutal dos feixes de radiação.

A fração de toda a radiação na direção $u:\phi$ absorvidas pela superfície é chamada de *Absortância Direta* (α), definida em (4), e diferentemente da absorção monocromática, esta não é uma característica inerente a superfície, visto que é uma função distribuição da incidência de radiação de comprimento λ .

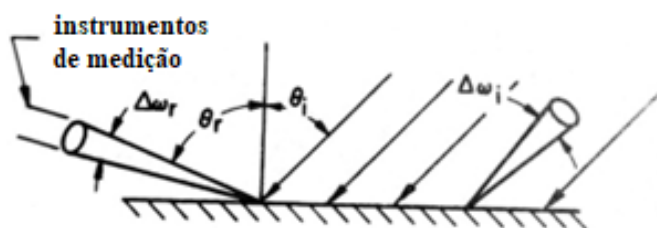
$$\alpha(\mu, \phi) = \frac{1}{I_i(\mu, \phi)} \int_0^\infty \alpha_\lambda(\mu, \phi) I_{\lambda,i}(\mu, \phi) d\lambda \quad (4)$$

A *Emitância Monocromática* (ϵ_λ) é definida como a razão da intensidade monocromática emitida por uma superfície em uma direção particular à intensidade monocromática emitida por um corpo escuro na mesma temperatura. Esta é uma propriedade da superfície do material, assim como a *Emitância Direta* (ϵ_D), definida em (5), que é dada como a razão entre a emissão total na direção (u, ϕ) e a emissão de um corpo escuro.

$$\epsilon_D(u, \phi) = \frac{\int_0^\infty \epsilon_D(u, \phi) I_{\lambda b} d\lambda}{\int_0^\infty I_{\lambda b} d\lambda} = \frac{1}{I_b} \int_0^\infty \epsilon_D(u, \phi) I_{\lambda b} d\lambda \quad (5)$$

A *Refletância* em superfícies influencia diretamente na conversão de energia em sistemas FV. Existem dois tipos de refletância: a *Refletância Angular-Hemisférica* ($\rho_{\lambda i}$), que acontece quando o feixe de radiação em forma de flecha incide sob uma superfície e toda a radiação refletida é absorvida, e a *Refletância Hemisférica-Angular* ($\rho_{\lambda r}$), que é a razão entre a intensidade monocromática refletida na direção (μ_r, ϕ_r), e a energia monocromática de todas as direções dividida por π . A Figura 3 ilustra um experimento que auxilia na medição da função de refletância. Em $\rho_{\lambda i}$ e $\rho_{\lambda r}$, i e r indicam que a radiação incidente tem uma direção específica, enquanto θ_i e θ_r são ângulos de incidência dos feixes em relação a um plano perpendicular a superfície, e $\Delta\omega_i$ e $\Delta\omega_r$ são pequenos ângulos sólidos formados entre os raios.

Figura 3 - Medição da função de refletância hemisférica-angular e angular-hemisférica



Fonte: Adaptado de [Duffie, et al. \(2006\)](#)

A *Transmitância* é outra propriedade presente no processo de conversão de energia em FV, e é a fração de potência eletromagnética incidente que é transmitida a uma superfície em relação ao coeficiente de transmissão, este último é a razão entre o campo elétrico transmitido e incidente. A *Transmitância Hemisférica* (T) é a razão entre o fluxo de radiação transmitido e recebido pela superfície, já a *Transmitância Espectral-Hemisférica* (T_v) é a razão entre o fluxo de radiação espectral em frequência transmitido e recebido pela superfície. A *Transmitância Direcional* (T_Ω), é a razão entre a *Radiância* ($L_{e,\Omega}$) – o quanto da energia emitida, refletida, transmitida ou recebida por uma superfície será absorvida por um sistema externo que observa essa superfície de um ângulo de visão definido – transmitida e recebida pela superfície, e por fim, a *Transmitância Direcional-Espectral* ($T_{v,\Omega}$) é a razão entre a radiância espectral em frequência transmitida e recebida pela superfície.

2.3. Sujidade em sistemas FV

A sujidade em sistemas FV é a deposição de partículas de poeira sob a superfície dos módulos, afetando sua conversão de energia e, conseqüentemente, sua potência de saída e performance de geração. Como explicado por [Sakô, et al \(2019\)](#), a sujidade implica em uma redução da irradiação solar absorvida pelas células que compõem os módulos FV, causando sombreamento parcial, pontos quentes e estresse térmico nos componentes. Dessa maneira, os impactos exercidos pela deposição de sujidade trazem não só a perda de geração, mas também conseqüências financeiras, pois se faz necessário limpar periodicamente os módulos FV a fim de diminuir os impactos da sujidade.

De modo geral, a função que representa o ritmo e a quantidade de deposição de sujeira nos módulos FV, varia de acordo com o ambiente de instalação, a tecnologia dos módulos, o tempo de instalação do sistema, bem como a periodicidade da limpeza. Diversos autores tem pesquisado maneiras de mensurar de forma realista os efeitos da sujidade, seja com a ajuda de modelos matemáticos estatísticos e preditivos, *softwares* ou com análise físico-química das partículas de sujidade. A perda na geração do sistema FV é um ponto crucial para entender o motivo da preocupação com o tema sujidade. O monitoramento de módulo ou conjuntos ajuda a constatar uma queda na geração e definir o tempo necessário para realizar a limpeza. Em usinas solares a limpeza periódica dos painéis é processo constante.

A *taxa de sujeidade* (S_{RATIO}), é a razão entre a potência dos módulos sujo e limpos, e quão próximo de 1 for o valor de SR menor o impacto da sujeidade. Alguns experimentos podem ser feitos em campo ou em ambiente controlado, de modo a simular os efeitos da sujeidade nos sistemas de GD. Equações matemáticas ou programas computacionais que simulem a realidade podem ser envolvidos nas técnicas de análise da sujeidade.

2.4. Trabalhos sobre a sujeidade em FV e Modelos Matemáticos de Análise

A sujeidade em sistemas FV tem se tornado tema recorrente em trabalhos científicos no Brasil e no mundo, dessa maneira, a análise matemática se faz necessária para melhor entender como diminuir as perdas na conversão de energia e assim, aumentar a produtividade e a eficiência na geração solar distribuída.

Como relatado por [Tramontin, et al. \(2022\)](#), em cidades como Belo Horizonte (MG) e Brotas de Macaúba (BA), as perdas de conversão por sujeidade nos sistemas FV podem chegar a mais de 11%, o que pode ser ainda maior em outras localidades, dado que a variável que mensura essa perda está diretamente relacionada com a região de instalação do sistema. Nesse sentido, os autores apresentam uma revisão de modelos matemáticos que são utilizados nacional e internacionalmente para mensurar o efeito da sujeidade.

De acordo com o estudo, foi apresentada uma tabela de quantificação e características de métodos matemáticos utilizados em artigos ou publicações científicas, que de alguma maneira analisavam matematicamente a sujeidade em sistemas FV. Para refinar a base de dados, os autores escolheram trabalhos que tinham como palavras-chave: sujeidade, fotovoltaico, energia solar, modelo e revisão, além das suas respectivas traduções para o inglês. Também foi definido previamente que os trabalhos não poderiam ser anteriores a 2011, de modo que fosse usado o intervalo de máximo de 10 anos entre as possíveis publicações mais antiga e mais nova.

Foram utilizados 6 bancos de pesquisa, sendo 4 internacionais e 2 nacionais: IEEE, Science Direct, Scielo, CAPES, SCOPUS e CBENS, o que resultou em um total de 29 artigos que atendiam as restrições exigidas na pesquisa. Destes, 27 foram escritos no ano de 2016, o que mostra que o tema é atual e bastante relevante. A maior parte dos trabalhos utilizou modelos matemáticos estatísticos, de redes neurais artificiais (*ANN*) com simulação numérica e lineares, entre outros.

2.4.1. Modelo Estatístico

O modelo estatístico é uma representação de processos complexos, disposta de maneira a analisar quantitativamente as variáveis envolvidas no processo. Em termos de análise da sujidade, o modelo estatístico foi utilizado por diversos autores, entre eles [Javed et al \(2021\)](#), que mensurou a perda de performance em sistemas FV instalados em Doha, Catar. O experimento conduzido entre 2015 e 2016, verificou a sujidade presente em 12 módulos FV, de 0,96 m² de área, inclinados a 22° na posição sul.

Utilizando o método de correlação linear e regressão linear múltipla, os autores traçaram um paralelo entre a densidade de poeira acumulada, e as perdas por sujidade e transmitância, de acordo com propriedades físico-químicas da sujidade e variáveis climáticas do ambiente de instalação dos sistemas FV.

O *Coefficiente de Correlação Linear*, também chamado de *Correlação de Pearson (r)*, é um grau de relação entre duas variáveis quantitativas que exprimem conexão através de valores situados entre -1 e 1. Se o coeficiente de correlação se aproxima de 1, tem-se um aumento no valor de uma das variáveis quando a outra também aumenta, de modo que exista uma *correlação positiva* entre elas. Quando o coeficiente se aproxima de -1, pode-se inferir que ao aumentar uma das variáveis a outra diminuirá, gerando uma *correlação negativa*. Em [\(6\)](#) tem-se a representação de r .

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 * \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (6)$$

Onde x_i e y_i são vetores que representam as duas variáveis observadas a cada passo de tempo i , e \bar{x} e \bar{y} são as médias de cada uma das amostras. No estudo citado, é definida uma razão entre a potência de painéis sujos e limpos. A S_{RATIO} mostrada no trabalho relaciona a inclinação da regressão linear (β), a massa de sujeira acumulada (ADM) e um termo de erro (ε). Os autores declaram que mesmo com valores de ADM iguais, o impacto da sujidade na perda de potência de sistemas FV não é semelhante. Este desvio na interpretação sugere que a perda de potência não é apenas um fenômeno dependente da massa, mas também das propriedades da poeira, período de deposição e condições climáticas predominantes. Em [\(7\)](#) tem-se a definição de S_{RATIO} .

$$S_{RATIO} = \beta \times ADM \pm \varepsilon \quad (7)$$

A *Regressão Linear Múltipla* (Y) é um modelo de análise utilizado para modelar a relação linear entre uma variável de desfecho contínua, e múltiplas variáveis independentes que podem ser contínuas ou categóricas. A regressão linear simples é uma equação que descreve uma reta, enquanto Y é a soma de mais variáveis independentes, como mostrado em (8). Tem-se que X_i é a variável independente que está associado a β_i , que por sua vez dirá o quão inclinado está a reta, ou o quão influente é a variável independente, por fim, o valor α descreve a interceptação, onde a linha está quando o valor de X_i é zero. O valor de i indica quantas variáveis independentes existem na análise.

$$Y = \alpha + \sum_{i=1}^n \beta_i * X_i \quad (8)$$

No estudo o método de regressão linear múltipla utilizado é chamado de potência de sujidade (DP), e entende-se que o tamanho das partículas (PS), a quantidade de carbono elementar (EC), de carbono orgânico (OC) e os íons constituintes da sujidade são os principais fatores que influenciam na fórmula. A potência de sujidade corrigida (DP_{corr}) pode ser estimada em função do tamanho médio da partícula (μm) e das frações de componentes da sujidade em % da massa. A expressão em (9) mostra DP_{corr} .

$$DP_{corr} = 3,59 + 2,21 * EC + 0,085 * OC - 0,04 * Ions - 0,052 * PS \quad (9)$$

Para levar em consideração o efeito das propriedades da sujidade no desempenho dos módulos FV, o coeficiente de correção dependente da potência da sujidade (C_{dp}) é introduzido em (7), de modo que este seja a razão entre a DP real e corrigido. A expressão em (10) mostra essa correção, trazendo um valor de β de 3,07.

$$S_{RATIO} = \beta \times C_{dp} \times ADM \pm \varepsilon \quad (10)$$

A partir dos valores obtidos, observa-se que os meses com baixo DP (de maio a julho) apresentam partículas de maior tamanho e baixos valores de EC e OC , com maiores teores de

íons solúveis. Os meses de janeiro, abril e outubro apresentam um *DP* máximo, com partículas de menor tamanho, altas concentrações de *EC* e *OC* e baixos teores de íons.

2.4.2. *Redes Neurais Artificiais*

As ANN são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático baseado na estrutura neural de organismos inteligentes, que adquirem conhecimento através da experiência de suas ações. As ANN são apresentadas como sistemas de neurônios interligados, que podem operar valores de entradas, de modo que esse conjunto complexo tem papel fundamental na determinação do funcionamento e do comportamento do corpo humano e do raciocínio dedutivo.

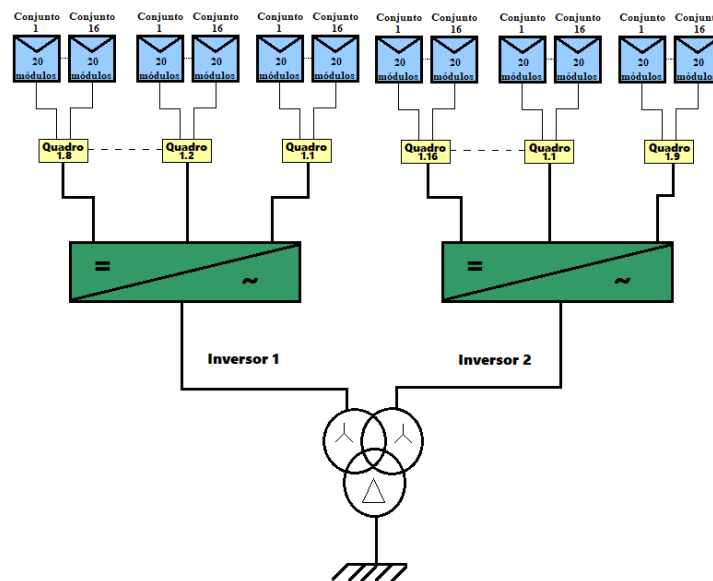
As redes neurais têm tido grande visibilidade, pois através de *softwares* podem ser realizadas tarefas complexas, como estratégias de modelagem matemática de problemas concebidos por sistemas de entradas e saídas. Nas ANN não é necessariamente preciso conhecer a relação entre as entradas e saídas, de modo que se aproximam de funções universais, podendo serem divididas em *ANN predominantemente determinística* e *ANN de séries temporais com componente aleatória*.

Em estudo realizado por [Pavan, et al \(2013\)](#) utilizando duas técnicas diferentes de análise, através de quatro modelos de ANN, ajudou a determinar os efeitos de sujidade em plantas FV de larga escala. As ANN bayesianas foram desenvolvidas pelos autores para calcular a performance em condições padrões de teste de duas plantas instaladas no sudeste da Itália, antes e depois da limpeza completa dos módulos, e a diferença entre esses valores representa a perda por sujidade.

Os resultados obtidos foram comparados com aqueles calculados por um modelo de regressão linear. As plantas analisadas eram idênticas, e tinham potência nominal de 1 MWp cada, com tensão nominal CA de 20kV e a conversão utilizada foi do tipo centralizado, quando os conjuntos são subdivididas em duas outras, sendo cada uma conectada a um inversor. A Figura 4 traz a representação do bloco de instalação utilizado. Uma das ANN utilizadas foi a rede *Perceptron Multicamada*, que é uma rede neural com um ou mais camadas ocultas com número indeterminado de neurônios, em que não é possível prever a saída desejada nas camadas intermediárias. Esse tipo de ANN tem sido utilizada em diversas aplicações, pois é *loop-free*,

com suas unidades dispostas em camadas com apenas uma entrada conectada às unidades da próxima camada da sequência.

Figura 4 - Conjuntos de 1 MWp separadas por *ligação do tipo centralizado*



Fonte: Adaptado de [Pavan, et al. \(2013\)](#)

A primeira camada compreende uma unidade de entrada fixa, podendo haver várias camadas de unidades ocultas programáveis, carregando uma função de ativação interna. Por fim, há uma camada de unidade de saída que também é programável, e os dados dos conjuntos de entrada e saída relacionados podem ser embutidos na ANN através da *retro propagação*, que permite adaptar os pesos das unidades.

As *ANN Bayesianas* são modelos gráficos probabilísticos baseados em grafos acíclicos dirigidos, sendo uma forma de representação compacta de uma distribuição de probabilidade conjunta das variáveis. Cada nó desse modelo de ANN está associado a uma variável aleatória, e a uma distribuição de probabilidade condicional em função da origem desse nó. No estudo, os autores defendem que a regularização bayesiana pode melhorar a capacidade de generalização da rede neural convencional, pois este processo atualiza o peso e o viés dos valores das unidades de acordo com a técnica de otimização de Levenberg-Marquardt, minimizando a combinação de erros quadráticos e pesos. A expressão em [\(11\)](#) explicita a função generalista da ANN Bayesiana (P), onde x_i são as variáveis de i até n , e O à origem destas.

$$P_{(x_1, \dots, x_n)} = \prod_{i=1}^n P(x_i | O(x_i)) \quad (11)$$

No estudo analisado, os autores exprimem a ideia de que ANN Bayesiana foi utilizada por ser difícil de sobrecarregar, sendo insensíveis a mudanças bruscas na arquitetura da rede, bastando que exista um número mínimo de camadas ocultas para funcionar bem, não necessitando de um banco de dados muito grande. Um *Modelo de Regressão Polinomial* (uma generalização da regressão linear) foi utilizado para calcular a potência produzida em Condições De Teste Padrão (*Standard Test Conditions - STC*) antes e depois da limpeza dos módulos FV. A expressão em (12) representa esse modelo em que a temperatura da célula FV (T_c), a irradiação solar (G_i) e os coeficientes polinomiais a , b , c e d são definidos.

$$P = a + b \cdot T_c \cdot G_i + c \cdot G_i + d \cdot G_i^2 \quad (12)$$

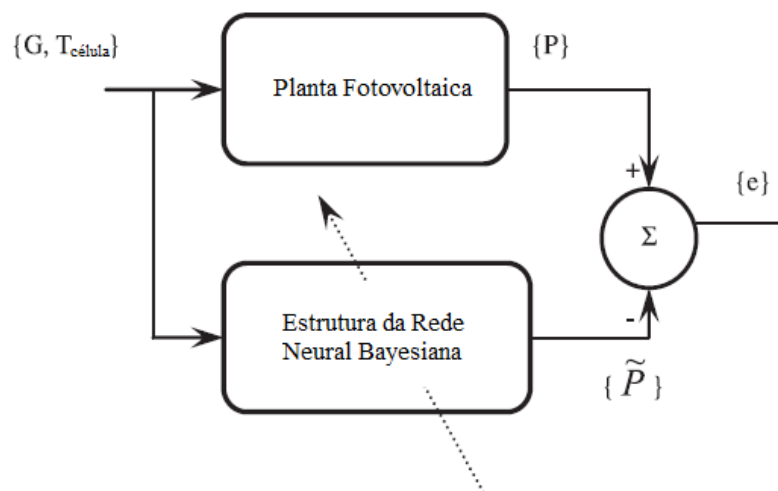
Para cada planta um primeiro conjunto de dados, correspondente a 4 semanas de operação antes da limpeza dos módulos FV, foi usado para treinar a ANN. Com o auxílio de um código escrito no *software MatLab* foi aplicado o mesmo procedimento a um segundo conjunto de dados, correspondente a 4 semanas de operações depois da limpeza dos painéis. Diferentes arquiteturas de ANN foram avaliadas no estudo, e a escolhida possui duas unidades na camada de entrada, duas na camada oculta e uma na camada de saída. A Figura 5 representa o modelo de regressão linear utilizado. A potência foi descrita como uma função sigmoide logarítmica, vista em (13), com a definição dos pesos (w) e das tendências (b). Os parâmetros (c) c_1 e c_2 são definidos em (13a) e (13b), respectivamente, e as comparações entre a potência produzida e a calculada, mostram um desempenho bom da ANN, com um coeficiente de correlação linear médio maior que 0,99.

$$\bar{P}(G_i, T_c) = w_1^2 c_1 + w_2^2 c_1 + b_1^2 \quad (13)$$

$$c_1 = \frac{1}{1 + \exp(-(w_{1,1}^1 G_i + w_{1,2}^1 T_c + b_1^1))} \quad (13a)$$

$$c_2 = \frac{1}{1 + \exp(-(w_{2,1}^1 G_i + w_{2,2}^1 T_c + b_2^1))} \quad (13b)$$

Figura 5 - Diagrama de blocos esquemático baseado em um modelo de ANN.



Fonte: Adaptado de [Pavan, et al. \(2013\)](#)

Para os painéis sujos e limpos nas duas plantas, os valores de a , b , c e d estão representados na Tabela 1, bem como os pesos w_1 , w_2 , e as tendências b_1 e b_2 . Os resultados mostram que a potência calculada ao longo de um dia com as duas técnicas usadas está bem correlacionada, assim como o desempenho dos dois modelos não é influenciado pelas condições climáticas, como dias ensolarados ou nublados, de modo que tanto o modelo ANN quanto o de regressão polinomial produziram resultados confiáveis no cálculo da perda de potência.

Na análise da ANN bayesiana a Planta 1, construída em local arenoso, registrou perdas que atingem 5,54% da potência de saída, enquanto para a Planta 2, em terreno vegetado (onde há menor dispersão das partículas de poeira que podem cair sobre os módulos FV), as perdas foram de 0,93%. Na análise de regressão polinomial, as perdas nas Planta 1 e na Planta 2 foram de 5,52% e 1,01%, respectivamente. O R^2 do método de regressão polinomial foi 0,9981 e 0,9961 para os módulos limpos da Planta 1 e para a Planta 2, respectivamente. Para o método ANN bayesiana, R^2 dos módulos limpos da Planta 1 e da Planta 2 foi 0,9995 e 0,9890, respectivamente. Os valores completos do resultado do estudo podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 1 - Valores dos pesos, tendências e constantes utilizados na ANN bayesiana

Variável	Planta 1		Planta 2	
	Painel Sujo	Painel Limpo	Painel Sujo	Painel Limpo
a	-3,1358	-4,7530	-11,3732	-16,8737
b	-0,0077	-0,0150	-0,0079	-0,0065
c	8,5288	8,9873	9,2640	8,9998
d	-0,0009	-0,0007	-0,0014	-0,0011

w_1	[-0,0017	[-0,0032	[-0,2331	[-0,0051
	0,0004	0,0053	-4,8670	-0,0055
w_2	-52,7204	-00,50	-0,0019	-0,0044
	-4,0518]	-0,0004]	0,0014]	0,0031]
b_1	10^4	10^3	10^4	10^3
	[-1,9024	[-8,1343	[0,0000	[-6,3055
b_2	-0,0032]	-4,5679]	-1,7939]	-5,5721]
	[0,3864	[2,1150	[-0,4681	[0,1280
	0,3926]	0,2670]	0,4060]	3,1044]
	$1,1377 \cdot 10^4$	$9,8980 \cdot 10^3$	$1,0854 \cdot 10^4$	8,8546

Fonte: [Pavan, et al. \(2013\)](#)

Tabela 2 - Resultados obtidos no estudo de redes neurais.

Método	Módulo	R ² (%)		Potência Estimada (kW)		Perdas (%)	
		Planta 1	Planta 2	Planta 1	Planta 2	Planta 1	Planta 2
Regressão Polinomial	Módulo Limpo	99,81	99,61	7,66	7,73		
	Módulo Sujo	99,80	99,96	7,45	7,66	5,52	1,01
ANN Bayesiana	Módulo Limpo	99,95	98,90	7,637	7,570		
	Módulo Sujo	99,92	99,96	7,229	7,502	5,54	0,93

Fonte: [Pavan, et al. \(2013\)](#)

2.4.3. Análise Gravimétrica

A análise gravimétrica, ou gravimetria, é um método analítico quantitativo cujo processo envolve a separação e a pesagem do elemento ou composto analisado na forma mais pura possível. [Duarte, et al. \(2020\)](#) propuseram uma estimativa para medir a taxa de sujidade (S_{RATIO}) utilizando dados de densidade gravimétrica obtidos a partir da pesagem de amostras instaladas em Belo Horizonte (MG). Foram usados vidro de módulo com área superficial de $0,0121 \text{ m}^2$, expostas às condições ambientais em períodos secos. Cada amostra foi inicialmente pesada para permitir identificar a densidade gravimétrica (ω). Durante intervalos de 7 dias as amostras foram pesadas, de modo que as condições do ambiente de análise se mantiveram constantes, e o peso das amostras foi definido como a média de três medições de pesagem para cada uma delas.

Os valores de ω foram utilizados como dados de entrada para definir S_{RATIO} , de modo que as perdas de transmitância (τ/τ_{limpo}) fossem consideradas. Em [\(14\)](#), tem-se a representação de S_{RATIO} , em que erf é uma função de erro de Gauss.

$$S_{RATIO} = 100\% - 34,37 \cdot \operatorname{erf}(0,17 \cdot \omega^{0,8473}) \quad (14)$$

Os valores de absorvância óptica da amostra foram comparados no início do experimento e também após 49 dias consecutivos, e as imagens das superfícies das amostras foram registradas para avaliar a evolução das partículas de sujidade. A Tabela 3 organiza os dados obtidos no estudo.

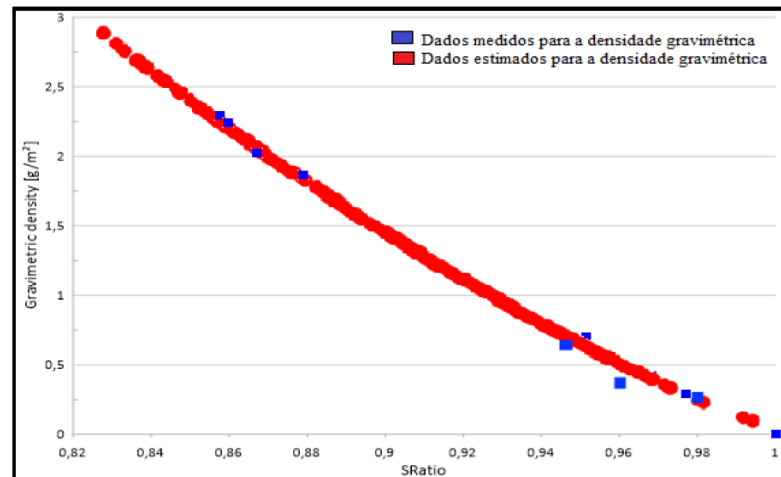
Tabela 3 - Resultados obtidos no estudo de densidade gravimétrica.

Exposição [Dia]	Δ [%]	Δ [%/dia]	ω [g/m ²]	S_{Ratio} [%]	τ [%]
0	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000	0,0000
7	0,1100	0,0157	0,2583	97,9080	2,0920
12	0,1740	0,0145	0,4174	96,8622	3,1378
19	0,2930	0,0154	0,7011	95,1457	4,8543
21	0,0800	0,0038	0,2872	97,7118	2,2882
28	0,0130	0,0005	0,4215	96,8362	3,1638
35	0,0500	0,0014	0,3788	97,1089	2,8911
49	1,1030	0,0225	2,6281	85,7585	14,2415
61	0,8950	0,0147	2,1322	87,8992	12,1008
68	1,0090	0,0148	2,4050	86,7014	13,2986
75	1,0800	0,0144	2,5744	85,9825	14,0175

Fonte: [Duarte, et al. \(2020\)](#)

A Tabela 3 apresenta que a maior perda de potência registrada foi no dia 61 de exposição do estudo, onde o valor foi de 14,24%. Além disso, os resultados obtidos no experimento mostram também que ω depositada nos painéis FV aumenta enquanto a S_{RATIO} diminui, indicando perdas no desempenho do sistema. Essas conclusões mostram níveis de deposição de sujidade em torno de 3,0 g/m² ao final do período seco, e os valores mostrados na Figura 6 indicam que S_{RATIO} medido (curva em azul) e S_{RATIO} estimado (curva em vermelho) estão próximos, demonstrando coerência na análise.

Figura 6 - Comparação entre ω e SRATIO medidos e estimados.



Fonte: [Duarte, et al. \(2020\)](#)

3. ESTADO DA ARTE

Nesse capítulo é apresentado uma revisão que expõe os principais trabalhos realizados sobre as perdas por efeito da sujidade no desempenho de módulos FV. Os dados fornecidos neste capítulo estão consolidados em estudos nacionais e internacionais, publicados em artigos e congressos.

3.1. A sujidade e sua correlação com o desempenho de plantas FV

Diversos trabalhos apresentam a correlação entre a presença de sujidade e a perda de eficiência de sistemas FV. No estudo realizado por [Zitouni et al. \(2021\)](#) foi apresentada uma análise dos efeitos da sujidade na capacidade de geração de sistema FV de 2,16 kW, localizado no Marrocos. A pesquisa feita no Instituto de Pesquisa em Energia Solar e Energias Renováveis (IRESEN) no *Green Energy Park*, na cidade Benguerir, analisou que em um período de 11 meses, separados por duas estações secas e uma chuvosa, houve a diminuição de 0,43 kWh/dia e 0,61 kWh/dia, na primeira e na segunda estação seca, respectivamente, enquanto na estação chuvosa houve uma diminuição de 0,03 kWh/dia na conversão de energia do sistema FV.

Como metodologia e protocolo de estudo, os autores utilizaram dois conjuntos de módulos FV idênticos, sendo um limpo e outro sujo, postos lado a lado sob as mesmas condições ambientais, para estimar os efeitos da sujidade, como ilustra a Figura 7. Para uma

melhor comparação, os autores coletaram os dados de maneira síncrona durante o período de estudo. Para consideração do cálculo dos valores diários, foram considerados as medições feitas entre 11 e 14 horas, com uma frequência de coleta a cada minuto. Isso garantiu que a irradiação sobre os sistemas, durante os testes, ficasse acima de 600 W/m^2 , sob condições de céu limpo.

Os pesquisadores mediram a S_{RATIO} dos módulos FV sujos e limpos, como explicita a expressão em (15), onde $I_{máxd}$ e $I_{máxc}$ são as médias diárias máximas de corrente dos painéis sujos e limpos, respectivamente. A S_{RATIO} se mostrou variável durante os períodos das estações secas, em que foram encontradas as maiores médias diárias desse indicador no estudo. Durante o período chuvoso, a média da S_{RATIO} diária ficou bem abaixo, se comparada aos períodos secos, o que pode ser explicado pela limpeza parcial da sujidade dos módulos FV por conta das precipitações. Com o auxílio de uma estação meteorológica, os pesquisadores obtiveram dados como temperatura ambiente, umidade relativa e até velocidade e direção do vento. Essas variáveis foram de relevância para análise dos pesquisadores, pois afetam diretamente a composição físico-química e a deposição da sujidade nos módulos FV.

$$S_{RATIO} = \frac{I_{max_d}}{I_{max_c}} \quad (15)$$

Figura 7 - Módulos limpos e sujos lado a lado



Fonte: [Zitouni et al.](#) (2021)

Ao final do estudo, concluiu-se que a geração do módulo FV sujo foi menor do que a do módulo limpo. Em medição realizada no mesmo dia, a maior geração do sistema FV limpo verificada foi de 7,11 kWh/dia, enquanto a do sistema sujo foi de 5,16 kWh/dia, o que traz uma diferença de 1,95 kWh de performance. No entanto, durante o período chuvoso, os dois painéis tiveram desempenho de geração semelhantes, com uma diferença de apenas de 0,7 Wh. Durante o período seco, os pesquisadores também verificaram uma perda de geração de 43,91 kWh e

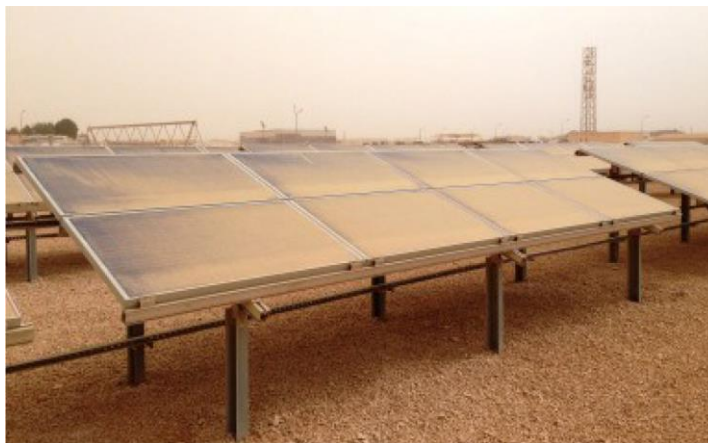
35,65 kWh nos painéis sujo e limpo, respectivamente, enquanto no período chuvoso, a perda de geração nos dois sistemas foi de aproximadamente 2,95 kWh. Os resultados do estudo, então, corroboram a ideia da relação entre a sujeidade e a perda de eficiência energética dos módulos FV.

3.2. Modelagem do fator de redução devido ao efeito da sujeidade em FV

Alguns autores analisam a relação da perda na performance de geração de sistemas FV com fatores de redução, que podem estar relacionados a características inerentes aos módulos FV, ou a variáveis externas. [Jamill et al \(2020\)](#) em estudo realizado em Setiu, na Malásia, calculam um fator de redução por efeito da sujeidade (f_{dirt}) em um sistema FV, analisado durante 12 meses, entre os anos de 2014 e de 2015. Os autores mostram que este fator atinge um valor médio de até 26,22%, sendo definido também no estudo, um modelo matemático capaz de fazer previsões relacionadas a sujeidade e a potência do sistema FV.

A Figura 8 ilustra um exemplo de sistema FV sob efeito da sujeidade do ambiente. Diferentemente dos estudos realizados em regiões de clima temperado e árido, onde as mudanças sazonais são mais previsíveis, o estudo na Malásia se mostra interessante, pois embora este país esteja na zona climática equatorial e tropical, o fluxo de ventos local faz com que os períodos secos e chuvosos se alternem independentemente da época do ano.

Figura 8 - Sistema FV sob efeito da sujeidade.



Fonte: [Jamill et al \(2020\)](#)

No trabalho, os pesquisadores explicitam f_{dirt} como uma das variáveis na expressão (16), estando este diretamente ligado aos fatores de temperatura (f_{temp}), as perdas no cabo (ξ_{cable}), a eficiência do inversor (η_{inv}), a eficiência dos módulos FV (η_{pv}), a irradiação solar diária (E_{sun}), a área do módulo FV (A_{pv}) e ao rendimento energético estimado para o sistema FV (E_{pv}). O fator f_{dirt} é descrito como um fator derivado empiricamente para indicar a redução do desempenho do sistema FV devido à sujidade.

$$E_{pv} = A_{pv} \times E_{sun} \times \eta_{pv} \times \eta_{inv} \times \xi_{cable} \times f_{temp} \times f_{dirt} \quad (16)$$

Os autores explicam que a estimativa de f_{dirt} é encontrada se comparados os valores do rendimento FV iguais, em condições de *sem sujidade* e *com sujidade*. O sistema FV de 2,5 MWp, utilizado no trabalho, foi instalado afastado da circulação urbana, com módulos de silício policristalino a cerca de 1,5 m do solo, e inclinados voltado para o sul, a 5° da horizontal da terra. A Tabela 4 mostra alguns dados coletados sobre os módulos, e sobre o ambiente de instalação.

Tabela 4 - Dados do sistema FV estudado.

Características do sistema FV	
Capacidade (MW)	2,5
Ano	2015
Localização	Setiu, Malaysia
Clima	Equatorial (Tropical Úmido)
Quantidade de módulos FV	8640 unidades (300 Wp cada)
Tamanho do módulo FV (m²)	1,8 (cada módulo)
Distância do solo (m)	1,5 (apontando em direção Sul – inclinado 5°)
Ambiente local	Sem trânsito pesado ou grandes construções
Tempo médio de Sol (h)	4,69

Fonte: [Jamill et al \(2020\)](#)

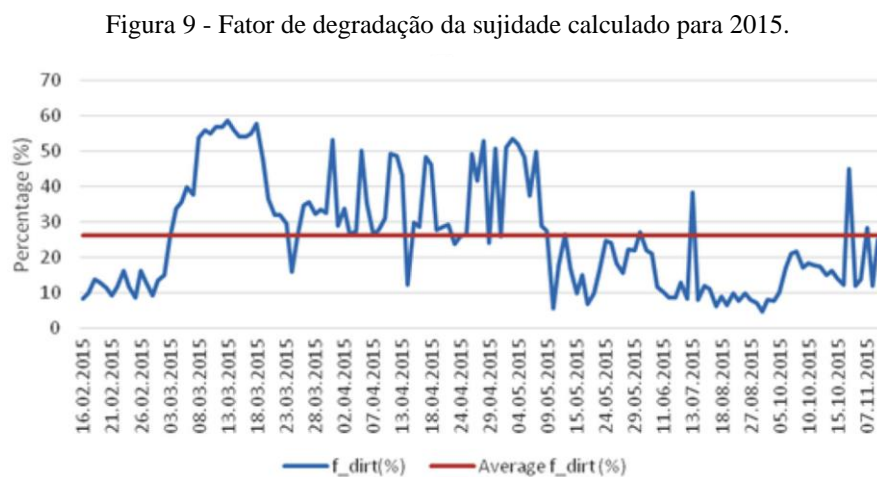
Os autores deixam claro que o objetivo principal do trabalho é utilizar os dados coletados no sistema para calcular a taxa de degradação da sujidade, e a partir daí, estimar a potência de saída dos módulos FV, verificando possíveis perdas. A expressão (17) define f_{dirt} em função dos parâmetros de capacidade total do painel FV ($P_{array_{stc}}$), do pico de insolação

medido em horas (PSH_{period}), do fator de incompatibilidade dos módulos (f_{mm}) e do fator de envelhecimento do painel (k_{aging}), além de fatores já determinados anteriormente.

$$f_{dirt} = \frac{E_{yield}}{P_{array_{stc}} \times PSH_{period} \times f_{temp} \times f_{mm} \times \xi_{cable} \times \eta_{inv} \times k_{aging}} \quad (17)$$

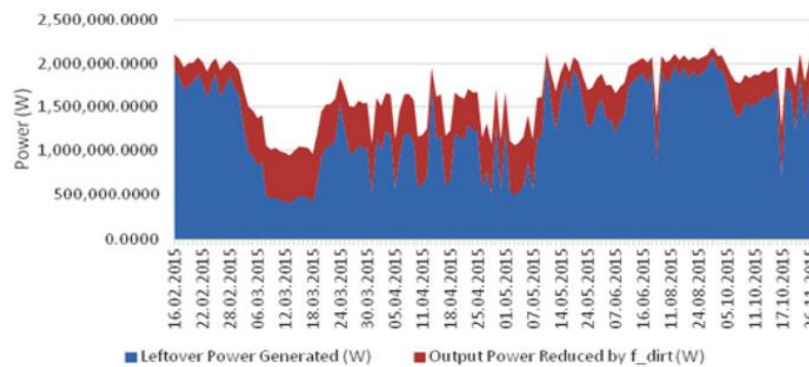
A Figura 9 mostra o diagrama de f_{dirt} calculado em porcentagem, no sistema FV em 2015. É possível ver que os maiores valores da taxa de degradação se dão no mês de março, e os mais baixos entre os meses de maio até outubro. O cálculo de f_{dirt} foi realizado usando a análise de regressão, com o auxílio de um *software* IBM SPSS.

A análise baseada no coeficiente de correlação de Pearson traz a associação entre o f_{dirt} e a área dos módulos FV. Dessa maneira, os pesquisadores traçaram o gráfico da Figura 10, demonstrando a perda de potência por sujeidade, em Watts.



Fonte: [Jamill et al \(2020\)](#)

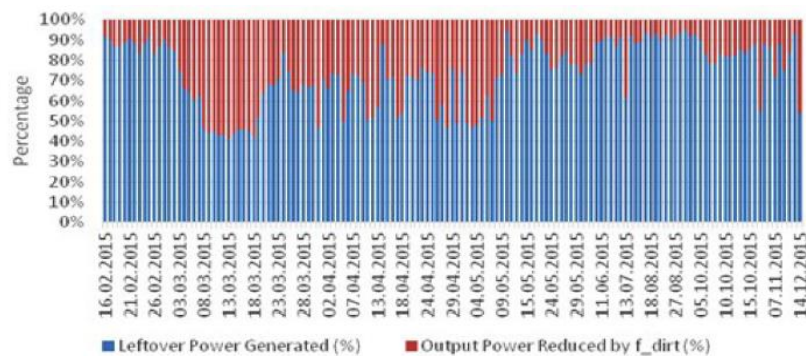
Figura 10 - Redução da potência do sistema FV causada pela sujidade (Watts).



Fonte: [Jamill et al \(2020\)](#).

É possível notar na Figura 11, que no período de março de 2015, onde a sujidade foi maior, a perda de potência por sujidade ficou acima dos 50%, ou seja, mais da metade do que poderia ser produzido nesse período se perde em razão do fator de degradação f_{dirt} .

Figura 11 - Redução da potência do sistema FV causada pela sujidade (%)



Fonte: [Jamill et al \(2020\)](#)

Um clima semelhante ao da Malásia é encontrado na região Norte do Brasil (Equatorial quente e úmido), com temperaturas elevadas e grande taxa de umidade. Dessa maneira, um estudo de caso aplicado neste tipo de clima, pode contribuir para a inferência de proposições que relacionem a sujidade presente em algumas cidades brasileiras, com a performance de painéis FV instalados nestas localidades.

3.3. Estudo de caso na Jordania

A proposição de diferentes modelos e metodologias do trabalho para mostrar a degradação pelo efeito da sujidade, se dá através de análises com ANN, e modelos de fatores de degradação, modelos lineares, modelos exponenciais e outros.

A sujidade acumulada intensifica a perda de geração FV, de modo que alguns pesquisadores estipulam perdas de potência de até 40% ([Nimmo e Said](#), 1981), como mostrado também por [Sarver et al](#) (2013, p. 728):

“A poeira degrada o fornecimento de energia tanto dos módulos FV, quanto dos concentradores desses sistemas. A redução da intensidade solar que atinge o conversor foi avaliada e documentada nas últimas cinco décadas, e os valores atingem uma faixa entre 20% e 50%, ou mais. Isso pode levar a queda no desempenho (por exemplo, na potência de saída) de um sistema FV entre 15% a 30%, para condições de poeira moderada. No caso de cimentação, foram encontradas perdas de 100%.” (tradução nossa).¹

As ANN, são redes neurais que representam um sistema de camadas de neurônios matemáticos interconectados que trocam dados entre si, com um processo de *Machine Learnig* (aprendizagem de máquina) que trabalha de maneira semelhante ao cérebro humano. Essa tecnologia, permitiu aos pesquisadores identificar a relação das variáveis coletadas, com um menor trabalho computacional e de uma maneira eficiente, que atende a problemas multivariáveis.

Em pesquisa realizada por [Al-Kouz et al.](#) (2019) com este tipo de tecnologia, utilizou-se um sistema FV de 28 módulos de 285 Wp cada, separados em dois sistemas acoplados à rede, com uma potência nominal total de 7,98 kWp. Instalado na Jordânia, à um ângulo de inclinação de 26° e a coleta dos dados necessários foi feita entre março e setembro de 2014. No estudo, os pesquisadores utilizaram um modelo de regressão linear para equacionar variáveis dependentes e independentes. Os efeitos da sujidade foram considerados variáveis independentes, e valorados diariamente em termos da temperatura ambiente média e do tempo

¹ “Dust degrades the energy delivery of both PV and concentrating solar systems. Reduction in solar intensity reaching the solar converter has been evaluated and documented for the past five decades, and this reduction can typically be in the range of 20% to 50%, or more. This can lead to related reductions in performance (e.g., power output) from a PV system of 15% to 30% for moderate dust conditions. With cementation, losses to 100% have been encountered.”

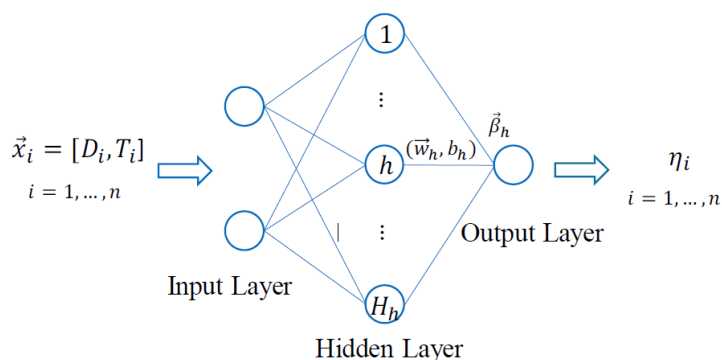
de exposição à sujidade. Já a eficiência de conversão do sistema, foi considerada uma variável dependente, e representada através da expressão em (18).

$$\eta_i = a_0 + a_1 D_i + a_2 T_i + \varepsilon_i \quad (18)$$

Onde η_i , D_i e T_i são a eficiência média de conversão diária no sistema, o tempo médio de exposição ao longo do dia, e a temperatura ambiente diária média, respectivamente. Os coeficientes a_1 e a_2 interceptam o modelo de regressão linear a_0 e ε_i é a diferença entre o valor real da eficiência do sistema de conversão e o medido pelo sistema.

A ANN proposta por [Al-Kouz et al. \(2019\)](#) é de duas camadas de entrada, uma camada escondida e uma saída, e foi otimizada em função do número de neurônios ativos e escondidos, com uma arquitetura ilustrada na Figura 12. A partir dos resultados, os autores mostram que ao comparar a eficiência da conversão FV coletada com a prevista pela ANN, encontra-se que a queda de eficiência média diária é de 0,615%/dia.

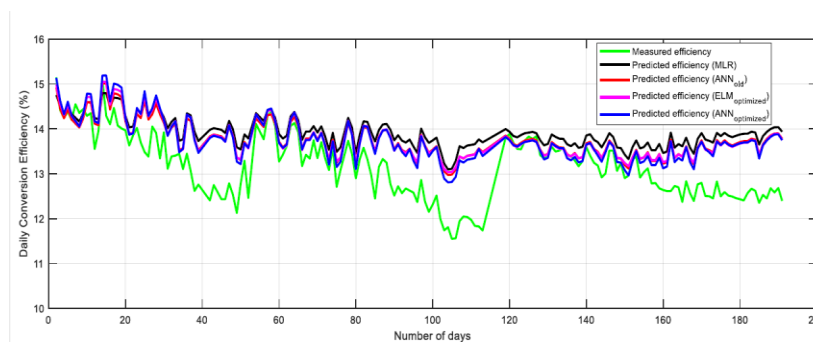
Figura 12 - Arquitetura da ANN utilizada no estudo.



Fonte: Al-Kouz et al. (2019)

A Figura 13 mostra os valores previstos e medidos no sistema FV diariamente durante o período de estudo. O cálculo para perda geração durante os meses de análise do estudo, mostra que 408,652 kWh foram desperdiçados dado o efeito da sujidade no sistema. Considerando que a tarifa de eletricidade na Jordânia durante o período do estudo era de 0,366 US\$/kWh, os autores previram que US\$ 184,627 dólares poderiam ser economizados se os sistemas FV não estivessem cobertos por sujeira.

Figura 13 - Valores da eficiência do sistema FV medido no estudo.



Fonte: [Al-Kouz et al. \(2019\)](#)

A previsão da ANN se mostra condizente, pois os valores obtidos nesse modelo estão de acordo com os encontrados em modelos distintos aplicados ao mesmo sistema FV. Para que estas perdas sejam evitadas, os autores propõem que a limpeza dos painéis FV deve ser realizada a cada 15 dias, de modo que essa recomendação levou em conta o custo da limpeza do sistema FV e o custo das perdas pela sujidade.

3.4. Modelos Matemáticos de Análise da Sujidade

[Younis et al \(2021\)](#) descrevem as várias formas de análise matemática do efeito da sujidade na performance FV. O trabalho tem por objetivo resumir as diversas formas de relacionar a sujeira sob a superfície de módulos FV e a perda de potência nesses sistemas, como modelos exponencial, linear, ópticos e de transmitância.

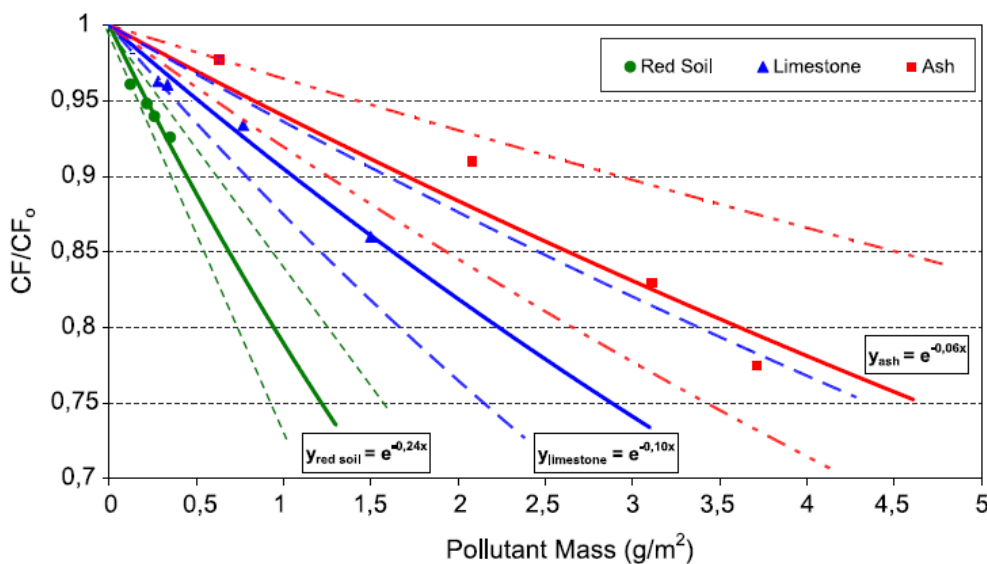
Segundo esses autores, o modelo exponencial é de fácil utilização e entendimento, o que exige do analista uma cautela quanto a precisão nas previsões desse modelo. O trabalho cita outras pesquisas que utilizaram o modelo exponencial para cálculo de taxa de cobertura de superfície pela sujidade, fator de capacidade e eficiência de conversão, taxa de perda por sujidade e outros.

Em estudo feito por [Kaldellis, et al \(2011\)](#), utilizou-se um modelo teórico de simulação exponencial para verificar a queda do rendimento energético de painéis FV, com base no tipo de poluente atmosférico a que o sistema é submetido. A Figura 14 traz a relação do fator de capacidade com o tipo de sujidade analisado no estudo. De acordo com os resultados obtidos tem-se uma diminuição considerável do rendimento energético e da eficiência FV de acordo com o tipo de sujidade, e a densidade desta sobre os módulos.

O modelo de correlação linear descreve a conexão entre parâmetros de maneira simples e precisa. Porém, este modelo não é unanimemente utilizado para estudos sobre os efeitos da sujeidade na performance FV, pois a precisão das saídas desse tipo de modelo, está diretamente relacionada à sua dependência em relação aos parâmetros climáticos e geográficos do local do estudo. Em outras palavras, este modelo não é facilmente replicável em estudos sobre o tema feitos em países diferentes, ou até mesmo em regiões diferentes dentro de uma mesma localidade.

[Younis, et al \(2021\)](#) destacam que alguns pesquisadores notaram que o valor do indicador de desempenho de FV cai de maneira não-linear após certa densidade de sujeidade acumulada, fazendo com o que o modelo linear seja válido apenas para uma quantidade específica de sujeidade.

Figura 14 - Relação do fator de capacidade com o tipo de sujeidade (areia vermelha, calcário e cinza).



Fonte: [Kaldellis, et al \(2011\)](#)

O estudo de [Bouchalkha \(2008\)](#), por exemplo, realizou cálculos de dispersão de luz utilizando uma abordagem de matriz-T, para estimar o efeito da deposição de sujeidade no desempenho de um sistema FV, localizado em Abu Dhabi. Nesse estudo, o pesquisador fez uso de uma modelagem linear para estipular o comportamento da densidade de corrente de curto-circuito de uma célula FV sob o efeito da sujeidade.

Com base na teoria da dispersão de radiação eletromagnética de Gustav Mie, o autor conseguiu definir a equação representada na expressão (19), que estabelece a densidade de corrente de curto-circuito (J_{sc}) na célula FV. A seção transversal de espalhamento é a área que

reduz a potência da radiação incidente devido ao espalhamento da superfície do FV, e através dela, a expressão (19) encontra o fluxo líquido de fótons do Sol que chegará à superfície do FV para ser absorvido.

$$J_{sc} = e \int_{E_g}^{\infty} \frac{L(E)}{E} dE \quad (19)$$

Os resultados mostram que é possível uma redução de até 10% na densidade de corrente de curto-circuito no FV em menos de 15 dias, o que seria o tempo ideal para limpeza, de modo a manter a performance FV próxima do valor máximo.

Apesar dos resultados expressivos apresentados no trabalho, como relatado pelo autor a região de Abu Dhabi tem chuvas raras e a sujidade por poeira sempre presente, por ser uma região desértica, fazendo com que a avaliação linear não seja aplicável de maneira precisa em estudos feitos em ambientes diferentes.

[Younis, et al \(2021\)](#) expõem o modelo de simulação numérica para determinar o efeito da sujidade na performance dos FV. Apesar de dependente das variáveis locais, esse modelo se mostra bastante preciso, como definido por [Lu, et al \(2016\)](#). O objetivo do trabalho foi verificar os efeitos da sujidade em módulos FV instalados no telhado de um edifício. Analisando dados experimentais e utilizando simulações numéricas são calculadas a taxa de deposição de sujeira no sistema FV e a relação do ângulo de inclinação destes com a performance de saída.

O modelo de simulações numéricas usado no trabalho de [Lu, et al \(2016\)](#) leva em consideração que a adsorção é de monocamada, ou seja, não há acumulação de camadas de sujeira umas sobre as outras. Além disso, a desorção e a adsorção são não associativas, ou seja, não há a fragmentação de partículas de sujidade, e nem a união de blocos de mais de uma partícula. Em termos matemáticos, isso garantiu aos autores que apenas equações de primeira ordem fossem usadas para representar a taxa de sujidade no sistema.

Os resultados do estudo mostram que há uma melhoria na eficiência de absorção da luz na célula FV, devido à variação no ângulo de inclinação de sua superfície, bem como pela variação do comprimento de painel. Quando o painel está coberto de sujidade, o ângulo de inclinação que leva a uma máxima eficiência de absorção, deve ser maior do que o ângulo do zênite solar. Isso porque com um ângulo de inclinação maior, pode-se aumentar a força de desprendimento sob as partículas, fazendo com que a sujidade estacionária acumulada no painel caia.

Os modelos óticos de análise da sujidade, trazidos como exemplo por [Younis, et al \(2021\)](#), mostram que há perda de eficiência nos sistemas FV quando a superfície dos módulos fica recoberta, e que os efeitos da transmitância, que é a fração da energia luminosa que consegue atravessar um material sem ser absorvida, independem da localização geográfica do sistema FV.

Em estudo feito por [Bellman, et al \(2020\)](#), 50 amostras de espelho e de vidro foram expostas em uma estrutura externa, localizada em Valverde, Portugal. O ângulo de inclinação de cada amostra variou de 0° a 90°, e a exposição durou aproximadamente 9 semanas, com um clima local seco e quente e de temperaturas que passavam de 40° C. As amostras de vidro foram deixadas sujas durante o período do estudo, já as amostras de espelho foram limpas uma vez após 4 semanas. O estudo teve como objetivo comparar as perdas óticas em sistemas de potência solar térmico (representados pelas amostras de espelhos) e sistemas FV (representados pelas amostras de vidro). A perda de eficiência na conversão de energia causados pela sujidade nas superfícies óticas, pode ser expressa através de um fator de limpeza (ξ), que tem valor unitário para um espelho ou vidro de superfície perfeitamente limpa, e zero para os de superfície completamente suja. Para sistemas FV, o fator de limpeza é tido com a razão de corrente de curto-circuito que relaciona FV sujos e limpos, sendo corrente de curto-circuito dada como diretamente proporcional a perda de energia produzida no sistema.

A partir de uma análise de densidade gravimétrica, que é um método analítico quantitativo que envolve a separação e pesagem de elemento na forma mais pura possível, os autores conseguiram prever que a perda ótica por sujidade em espelhos é até 14 vezes maior do que em vidros de mesmas características. Os pesquisadores relataram que o número de partículas sob uma superfície suja aumenta ao longo do tempo em um ambiente ao ar livre, o que leva a uma maior dispersão e maiores efeitos de sombreamento e menor absorção no FV.

Em outro estudo, feito por [Boyle, et al \(2015\)](#), placas de vidro semelhantes as utilizadas em tecnologia de conversão de energia térmica foram expostas ao ar livre, no Colorado, EUA. Um dos objetivos do estudo foi medir a perda por transmitância em razão da sujidade. A transmitância mostra a fração da energia luminosa que consegue atravessar um material sem ser absorvida. As amostras foram postas abaixo de um telhado, para evitar que a chuva limpasse as amostras, atrapalhando a medição da sujidade. Os pesquisadores usaram luvas de nitrilo para limpar as placas com água e álcool isopropílico. A Figura 15 mostra as amostras do estudo em um dos locais de instalação.

Figura 15 - Amostras instaladas no local do estudo.



Fonte: [Boyle, et al \(2015\)](#)

Para maior precisão sobre os resultados, as massas das placas foram medidas antes e depois dos resultados, onde uma função matemática foi desenvolvida para relacionar a massa das placas, a área delas e o tempo de exposição. As medições de transmissão de energia foram feitas em dias de céu limpo, a expressão em [\(20\)](#) relaciona τ , I_p e I_s , que são a transmissão de energia, a irradiação da amostra e a irradiação do céu, respectivamente. A transmissão é a porcentagem de irradiância de entrada que é refletida ou absorvida pela placa, sendo que a reflexão e a absorção pelas amostras estavam dependentes do ângulo de incidência da luz. Os autores levaram em conta, na forma de uma função exponencial, a redução na transmissão causada pela absorção de sujidade.

$$\tau = \left(\frac{I_p}{I_s}\right) \quad (20)$$

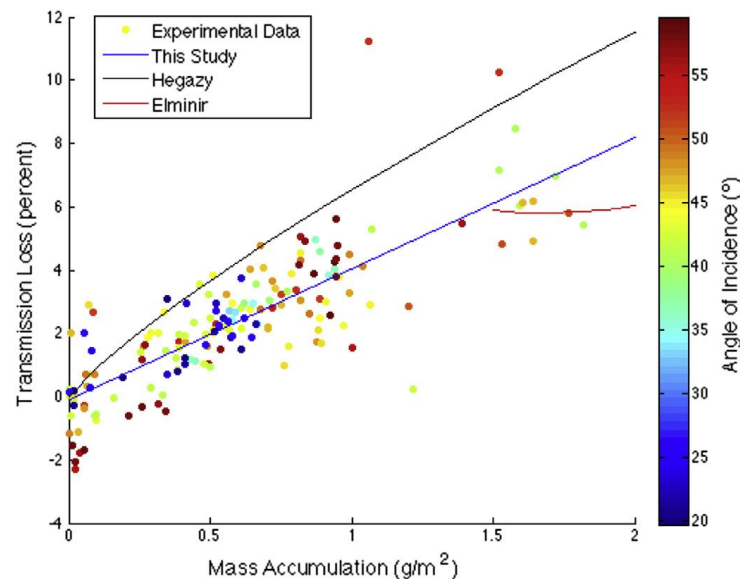
Os pesquisadores encontraram como resultado uma média de sujidade de até 50 mg/m²/dia, com esse valor variando em função do local e do ângulo de instalação, além da época do ano. Também foi confirmado o ângulo de inclinação do painel afeta da deposição da sujidade, onde as amostras instaladas a 0° e 40° da horizontal da Terra, acumularam maior quantidade de sujidade. De modo inverso, as amostras instaladas a 180° da horizontal terrestre apresentaram a menor quantidade de sujidade.

Duas maneiras de acúmulo de sujidade foram definidas no trabalho, a sedimentação gravitacional, que ocorre quando partículas mais pesadas caem do ar, e a difusão, quando as

partículas menores, empurradas pelas moléculas de ar, atingem e aderem a uma superfície. Os autores previram que as partículas depositadas por sedimentação gravitacional, ou difusão, se depositassem mais nas amostras com ângulo de inclinação 0° , enquanto apenas partículas depositadas por difusão se acumulariam nas amostras instaladas a 180° . Portanto, já era esperado que a massa de sujeidade acumulada fosse maior nas placas de 0° . Sobre os efeitos disso na transmissão de energia, os autores concluem que a cada g/m^2 de sujeidade acumulada, levou a uma redução de mais de 4% na transmissão de energia nas amostras. A Figura 16 mostra a relação dos efeitos da sujeidade acumulada na amostra, com a transmissão de energia medida.

Esse valor de redução na transmissão de energia se comporta linearmente, e está condizente com outros estudos já realizados por outros pesquisadores, indicando que o acúmulo de massa é fator dominante na previsão da perda de transmissão de energia em sistemas FV, por exemplo. As diferenças entre os valores previstos no estudo e os medidos *in loco* em alguns sistemas FV, pode ser causada pelas diferenças na química e no tamanho das partículas de sujeidade.

Figura 16 - Relação entre a acumulação da sujeidade e perda na transmissão de energia.



Fonte: Boyle, *et al* (2015)

3.5. Sujidade em Sistemas FV no Brasil

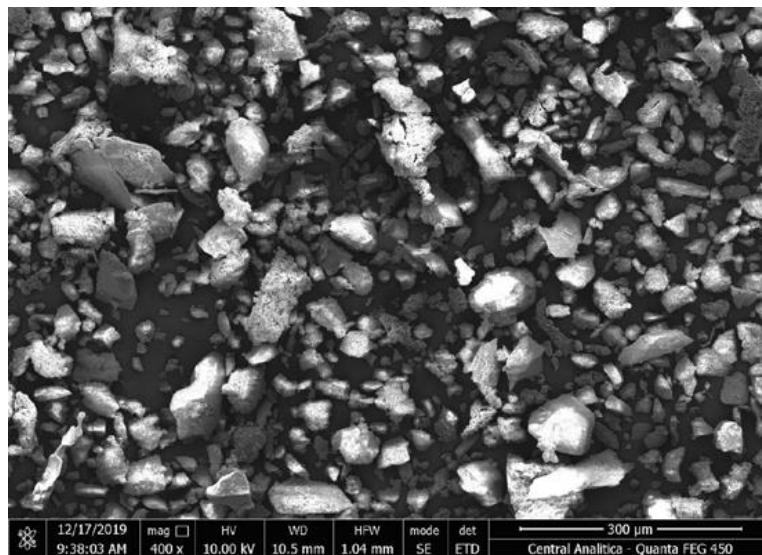
O Brasil é um país de dimensões continentais, com climas Equatorial, Tropical, Subtropical e Semiárido e que possui biomas variados, o que faz com que os sistemas FV

instalados aqui sofram com os efeitos da sujeidade de maneiras diferentes, dado sua localização geográfica. Ainda assim, seja por poluição urbana dos grandes centros, ou por acúmulo de areia de praia e outros detritos no litoral, a performance de FV no país diminui consideravelmente.

Freitas Filho e Araújo, *et al* (2020) analisaram a composição físico-química da sujeidade de um sistema FV localizado em Fortaleza, Ceará. As duas plantas FV estudadas tem um potência instalada total de 5,4 kWp, e um ângulo de inclinação de 10°. Os dados do estudo foram coletados em 2019, e as amostras de sujeidade recolhidas da superfície dos painéis, foi feita utilizando técnicas de FRX, DRX, LRX, MEV e EDS em laboratório.

A partir dos resultados das análises, os autores concluíram que a localização do sistema foi fundamental para definir a composição química da sujeidade presente. A Figura 17 ilustra as partículas de sujeidade presentes na amostra de uma das plantas analisadas pelo MEV.

Figura 17 - Amostra de um dos sistemas FV analisado no MEV.



Fonte: Freitas Filho e Araújo, *et al* (2020)

Em sistemas FV alocados próximos a avenidas, estradas ou zonas de tráfego intenso, é comum a presença de elementos químicos como Si, Al, Fe, Ca e Ti. O estudo mostra que esses compostos são comumente associados aos transportes de malha rodoviária, por conta da queima de combustíveis fósseis e desgaste mecânico dos motores dos automóveis. Os pesquisadores também encontraram a presença de Zn e Mn nas amostras analisadas, o que pode estar associado as partículas de sujeidade do solo, e, além disso, há a presença de Cl nas mostras, o que pode ser explicado por Fortaleza ser uma cidade litorânea, com forte influência da maresia e da salinidade marítima.

De maneira a entender como a sujidade afeta a performance de um sistema FV, [Silva Costa et al](#) (2018) apresentaram estudo sobre a perda de performance de duas plantas com módulos diferentes, localizadas em Belo Horizonte, Minas Gerais. A primeira planta investigada é de telureto de cádmio (CdTe), e possui dois painéis de 110 Wp cada, instalados a 20° de inclinação. A segunda planta é de silício policristalino (p-Si), e possui um módulo de 265 Wp e uma célula de referência de 0,0584 Wp.

Na primeira planta os autores limpavam diariamente um dos painéis, deixando o outro exposto a sujidade. Na segunda planta, um sistema de lavagem automatizado foi implementado na célula de referência para que fosse limpa diariamente, enquanto a sujidade é depositada naturalmente sobre o módulo FV. O período de análise variou entre 6 e 8 meses no ano de 2017, e as estações climáticas variam em períodos secos e chuvoso. Os dados das duas plantas foram coletados a cada minuto, e armazenaram informações como radiação solar incidente, tensão de circuito aberto, corrente, tensão, potência, corrente de curto-circuito e temperatura de operação.

A S_{RATIO} média foi medida a partir de dados coletados no período de 11 às 13 horas, com condições de céu claro e radiação maior que 500 W/m². Para a planta de CdTe, a fórmula utilizada no estudo é semelhante a [\(15\)](#), levando em consideração a corrente de curto-circuito dos módulos sujos e limpos. Para a planta p-Si, a expressão [\(21\)](#) ilustra S_{RATIO} para a potência em seu ponto máximo.

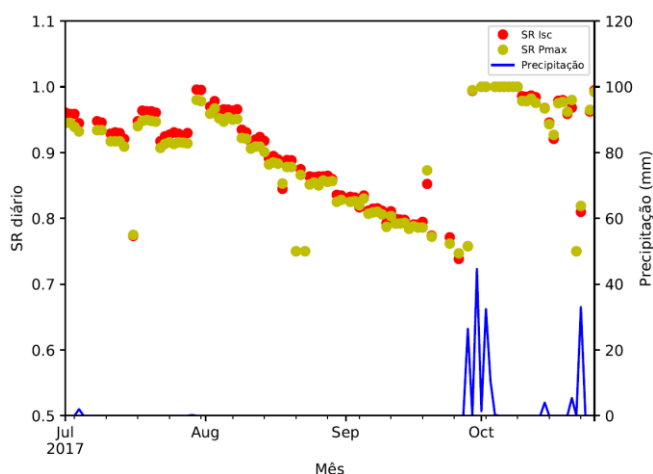
$$S_{RATIO} p_{m\acute{a}x} = \frac{p_{m\acute{a}x_{sujo}}}{p_{m\acute{a}x_0} \times (1 + (y \times (T_{m_{sujo}} - T_0))) \times \left(\frac{POA}{G_0}\right)} \quad (21)$$

São definidos então a potência máxima no painel sujo ($p_{m\acute{a}x_{sujo}}$), a potência do módulo na condição de referência ($p_{m\acute{a}x_0}$), o coeficiente de temperatura para potência (y), a temperatura do módulo sujo ($T_{m_{sujo}}$), a radiação solar incidente (POA) e a temperatura (T_0) e irradiância solar (G_0) na condição de referência.

É explicado no estudo que quando S_{RATIO} atinge valor unitário, o módulo FV não sofre perdas por sujidade, de modo que quanto menor o valor de S_{RATIO} , mais sujeito a perda de performance está o painel. No período analisado, os autores encontraram que $S_{RATIO} p_{m\acute{a}x}$ nas duas plantas decresceu, atingindo valores próximos a 0,88 para os módulos CdTe, e 0,89 para os módulos p-Si.

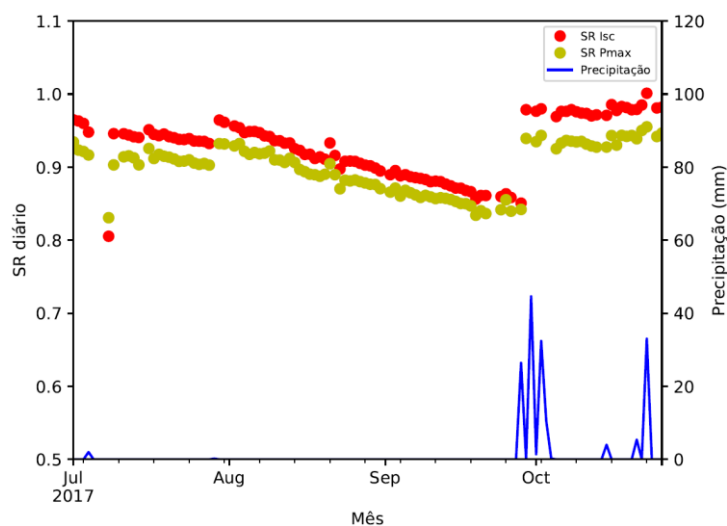
Comparando os resultados das duas tecnologias, a perda por sujidade em CdTe foi maior, o que os autores acreditam ser explicado pela diferença de largura da banda gap das duas tecnologias, apresentando diferentes sensibilidades para cada comprimento de onda absorvido. A Figura 18 mostra a taxa de sujidade diária média nos painéis de tecnologia CdTe, enquanto a Figura 19 mostra a taxa de sujidade diária média nos painéis p-Si.

Figura 18 - Taxa de sujidade média diária dos painéis de CdTe.



Fonte: [Silva Costa et al \(2018\)](#)

Figura 19 - Taxa de sujidade média diária dos painéis de p-Si.



Fonte: [Silva Costa et al \(2018\)](#)

[Lima Neta, et al \(2022\)](#) propuseram em estudo, feito em Pesqueiro - PE, a análise de três sistemas FV através da S_{RATIO} . A energia real gerada pelo FV é aquela que a planta produziu de verdade, nas condições em que foi instalado, enquanto a energia teórica é obtida através

cálculos com os dados como irradiação local, tamanho e eficiência dos módulos, temperatura e outros, não contabilizando as eventuais perdas.

No estudo em questão, as plantas estudadas são de silício monocristalinos (c-Si) e p-Si e somadas tem potência instalada de quase 53 kWp. A usina de c-Si foi chamada no estudo de Usina B, enquanto as de p-Si de Usina A e Usina C. A tecnologia de painéis c-Si é obtida através do recorte das barras de silício monocristalino em forma de pastilhas finas, variando entre 0,4 e 0,5 mm² de espessura. Esse material é utilizado também na fabricação de CIs microeletrônicos, e tem um limite teórico de conversão da luz solar de 27%. Como vantagem, painéis desse modelo ocupam menos espaço, sendo mais eficientes e tendo uma vida útil maior que a tecnologia policristalina. Em condições de pouca luz ou sombreamento estes módulos também se comportam melhor, em termos de desempenho.

A tecnologia p-Si é produzida a partir de blocos de silício puro, fundidos em moldes especiais. Dentro desses moldes, o silício esfria lentamente e solidifica-se, de modo que os átomos se organizam em vários cristais de tamanho reduzido, formando uma estrutura policristalina com superfícies de separação. Essas superfícies reduzem a eficiência destes painéis a valores entre 14 e 20%, mas apesar disso, possuem custo mais barato em comparação aos módulos c-Si. Além disso, geram menos resíduos provenientes do corte do silício e tem uma cor mais azulada.

No estudo, os autores utilizaram dados de uma estação solarimétrica do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), que registrou a irradiação solar global, difusa e direta, além da temperatura e umidade do ar, da velocidade e direção do vento e do índice de precipitação pluviométrico. O cálculo do S_{RATIO} foi feito de duas maneiras, uma com o método utilizado pelo International Electrotechnical Commission (IEC) e a outra com o método do National Renewable Energy Laboratory (NREL). O primeiro, chamado de $S_{RATIOIEC}$ e o segundo de $S_{RATIOREL}$, sendo representados pelas expressões (22) e (23), respectivamente.

$$S_{RATIOIEC} = \frac{\zeta_{REAL}}{\zeta_{TEÓRICO}} = \frac{\sum_i E_{CA_i}}{\sum_i [P_{nom} \times (\frac{G_{T_i}}{G_0})]} \quad (22)$$

Em que são definidos a produtividade real (ζ_{REAL}) e teórica ($\zeta_{TEÓRICO}$), a potência nominal CC (P_{nom}) e de saída CA no instante i (E_{CA_i}), e a irradiação no STC (G_0) e no plano

inclinado no instante i (G_{T_i}). Em (23) é possível encontrar o coeficiente de perda de potência por temperatura (λ), e as temperaturas média da célula anual ($T_{CEL_{anual}}$) e no instante i (T_{CEL_i}).

$$S_{RATIO_{NREL}} = \frac{\sum_i E_{CA_i}}{\sum_i P_{nom} [1 - \lambda (T_{CEL_{anual}} - T_{CEL_i}) \times (\frac{G_{T_i}}{G_0})]} \quad (23)$$

Os pesquisadores explicam que a expressão de $S_{RATIO_{IEC}}$ apresenta algumas limitações, como a dependência da localização geográfica do FV para comparar usinas FV diferentes. Além disso, as variações climáticas impactam na temperatura dos módulos, o que afeta seu desempenho. Dessa maneira, $S_{RATIO_{NREL}}$ se mostra mais real pois leva em consideração as variáveis de acordo com a localização, de modo a apresentar um S_{RATIO} de desempenho global corrigido, apesar de não levar em consideração os efeitos da sujeira e da variação de irradiação.

A Tabela 5 e a Tabela 6, apresentam os desempenhos de $S_{RATIO_{IEC}}$ e $S_{RATIO_{NREL}}$, respectivamente, das três usinas durante o período analisado. Na Usina B, o valor máximo de $S_{RATIO_{NREL}}$ se deu no mês de março/2021, onde atingiu 0,76. Na Usinas A e na Usina C, os valores máximos de $S_{RATIO_{NREL}}$ foram 0,87 e 0,83, respectivamente. Nota-se também que na Usinas A esse valor se deu no mês de agosto/2021, enquanto na Usina C se deu em maio/2021.

Do estudo, foi concluído que a usina com módulos c-Si apresentaram valores de PR inferiores aos das outras usinas, com módulos p-Si. Inferiu-se também que o parâmetro S_{RATIO} não mostrou sensibilidade ao tempo de funcionamento das usinas, sendo o modelo NREL o de menor dispersão, se comparado ao modelo IEC.

Tabela 5 - Dados do $S_{RATIO_{IEC}}$ dos sistemas FV estudados.

	$S_{RATIO_{IEC}}$ (2021)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Usina A	0,67	0,80	0,81	0,77	0,82	0,73	0,76	0,88	0,78	0,75	0,73	0,76
Usina B	0,59	0,62	0,74	0,73	0,76	0,68	0,72	0,73	0,74	0,74	0,68	0,68
Usina C	0,61	0,77	0,65	0,69	0,84	0,82	0,83	0,79	0,80	0,79	0,69	0,72

Fonte: [Lima Neta, et al \(2022\)](#)

Tabela 6 - Dados do $S_{RATIOREL}$ dos sistemas FV estudados.

$S_{RATIOREL}$ (2021)												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Usina A	0,70	0,82	0,82	0,78	0,81	0,73	0,75	0,87	0,79	0,76	0,75	0,77
Usina B	0,62	0,64	0,76	0,74	0,75	0,68	0,71	0,72	0,75	0,75	0,70	0,70
Usina C	0,64	0,79	0,66	0,70	0,83	0,81	0,82	0,78	0,81	0,80	0,71	0,73

Fonte: [Lima Neta, et al \(2022\)](#)

4. METODOLOGIA

Nesse capítulo é abordado a metodologia utilizada no presente trabalho, de modo a apresentar o local em que o sistema FV está instalado, definindo suas características elétricas, os dados utilizados, bem como os métodos de comparação entre os valores reais e simulados de S_{RATIO} .

4.1. Caracterização da planta FV estudada

Este trabalho analisa a planta fotovoltaica 1 (PFV₁) instalada no LEA, na UFC – Campus de Pici, em Fortaleza - CE com as seguintes coordenadas geográficas: latitude: 3°44'14.82"S e longitude: 38°34'21.97"O. A Figura 20 ilustra o sistema PFV₁ de perto.

Figura 20 - Representação de PFV1.



Fonte: [Chaves \(2018\)](#)

Os dados obtidos de PFV₁ serviram de base para estimar os impactos da sujidade presente nos módulos FV. A planta possui potência instalada de 1,50 kWp, e está inclinada a 10° a norte. Os seis módulos que compõem a *string* são do tipo p-Si, do modelo YL250P-29b da Yingli Solar, de 250 W cada (mais informações sobre esses dispositivos podem ser vistas na Tabela 7). De acordo com o fabricante, estes módulos possuem alto desempenho, boa eficiência e resistência à corrosão e a choques mecânicos, suportando cargas de vento e de neve de 2400Pa e 5400Pa, respectivamente.

A PFV₁ está conectada a um inversor PHB1500-SS, da empresa PHB Solar, que possui potência máxima de saída CA de 1650 W e corrente máxima CA de 8 A. O dispositivo conta com proteção contra surtos à fusíveis, além de uma eficiência máxima de 97,8%, e um modo bateria para ser usado em horários de ponta. A tensão máxima na entrada CC é de 450 V, com potência máxima de entrada de 1800 W, e corrente máxima CC de 12 A. Mais informações sobre o inversor estão presentes na Tabela 8. PFV₁ está instalada próxima a uma avenida movimentada na capital cearense, lugar que possui grande fluxo de veículos constantemente, o que contribui para a ocorrência de sujidade no sistema.

[Freitas Filho](#) (2019) explica que PFV₁ foi instalada em julho de 2016. O trabalho mostra que Fortaleza apresenta um clima tropical, com chuvas concentradas no primeiro semestre do ano no período do verão, e ventos fortes com clima mais seco nos quatro últimos meses.

[Araújo](#) (2019) indica que o volume de precipitações, a temperatura e a irradiação solar afetam diretamente o desempenho de sistemas FV, e que em PFV₁ os dados para caracterização e monitoramento do sistema são coletados através de um *datalogger*. Este dispositivo garante a confiabilidade e a padronização dos dados, fazendo com que os resultados das análises tenham maior precisão.

Tabela 7 - Informações dos módulos de PFV1.

Módulos de PFV1		
<i>Fabricante</i>	Yingli Solar	
<i>Modelo</i>	YL250P-29B	
<i>Operação</i>	Condições de Operação Padrão (STC)	Operação Nominal pela Temperatura da Célula (NOCT) (46°C)
<i>Potência de Saída ($P_{m\acute{a}x}$)</i>	250 W	182,4 W
<i>Eficiência do Módulo (η)</i>	15,3 %	
<i>Tensão em $P_{m\acute{a}x}$</i>	29,8 V	27,2 V
<i>Corrente em $P_{m\acute{a}x}$</i>	8,39 A	6,71 A
<i>Tensão Circuito-Aberto (V_{oc})</i>	37,6 V	34,7 V
<i>Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})</i>	8,92 A	7,21 A
<i>Tensão Máxima do Sistema (V_{DC})</i>	600 V a 1000 V (DC)	
<i>Corrente Reversa Máxima (I_{RE})</i>	15 A	
<i>Material/Espessura</i>	Vidro temperado/3,2 mm	
<i>Dimensões do Módulo/Peso</i>	1650 x 990 x 40 mm/18,5 kg	

Fonte: [Yingli Solar](#) (2022)

Tabela 8 - Informações do inversor de PFV1.

Inversor de PFV1	
<i>Fabricante</i>	PHB Solar
<i>Modelo</i>	PHB1500-SS
<i>Potência Fotovoltaica Máxima (Entrada CC)</i>	1800 W
<i>Máxima Tensão (CC)</i>	450 V
<i>Faixa de Operação (MPPT) (Entrada CC)</i>	125 – 400 V
<i>Tensão CC de Partida</i>	125 V
<i>Corrente CC Máxima</i>	12 A
<i>Consumo em Standby</i>	5 W
<i>Potência Nominal (Saída CA)</i>	1500 W
<i>Máxima Potência (Saída CA)</i>	1650 W
<i>Corrente CA Máxima</i>	8 A
<i>Saída Nominal (CA)</i>	60 Hz/ 220 V
<i>Faixa de Operação (MPPT) (Saída CA)</i>	57,5 – 62 Hz / 176 – 242 V
<i>Fator de Potência</i>	unitário
<i>Eficiência Máxima (η)</i>	97 %
<i>Eficiência Máxima (η) (MPPT)</i>	≥ 99,5 %
<i>Temperatura de Operação</i>	20 – 60 °C
<i>Dimensões/Peso</i>	355 x 380 x 130 mm/12 kg

Fonte: [PHB Solar](#) (2022)

4.2. Estruturação dos dados utilizados

Os dados utilizados neste trabalho foram obtidos através de um *datalogger* que coleta as variáveis elétricas de PFV₁, como tensão, corrente e potência, e de outros dispositivos externos que coletam os dados ambientais, como irradiância solar local e temperatura ambiente e dos módulos.

O *datalogger* registra os dados de PFV₁, possuindo comunicação com o inversor através do protocolo RS485. O tempo de amostragem é de 10 minutos, e os dados são enviados e armazenados no servidor *web* do fabricante, permitindo que os dados sejam exportados em arquivos no formato *.xls* (*MS Office – Excel*).

O sistema que coordena os equipamentos que medem a irradiância e a temperatura ambiente é do tipo SCADA, e, em geral, um módulo Controlador Lógico Programável (CLP) é quem faz a comunicação do SCADA com um computador. O CLP é capaz de definir variáveis que serão utilizadas nos processos controlados pelo SCADA, como *set-points* e parâmetros gerais. O protocolo de comunicação com o sistema SCADA varia entre dispositivos, mas usualmente é do tipo MODBUS, que pode ser Ethernet ou via rede serial, como o RS485 utilizado no *datalogger* de PFV₁.

Neste trabalho, o CLP utilizado é o modelo Twido TWDLC-E40DRF da Schneider Electric Global, que é diretamente conectado a um computador no LEA-UFC. Para a coleta dos dados ambientais é utilizado um piranômetro, instrumento que mede a irradiância solar global incidente sobre um plano horizontal, instalado na mesma direção e orientação de PFV₁. Além disso, há um sensor de temperatura, que mede a temperatura ambiente e dos módulos.

Os dados coletados dizem respeito ao período de 01 de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2019. O sistema do *datalogger* é capaz de guardar a data, a hora, a tensão e a corrente no ponto de máxima potência (MPPT), além da potência e da geração diária. Os dados ambientais do período dizem respeito a irradiância horizontal, temperatura dos módulos e temperatura ambiente. De modo a padronizar os tempos de amostragem dos dados elétricos, operacionais e ambientais, são calculadas as médias a cada 10 minutos. As medições foram feitas entre 05 h e 18 h, com um total de 78 medições, de cada variável, diariamente.

[Araújo](#) (2019) explica que as precipitações possuem efeito de limpeza nos módulos FV, o que afeta diretamente a S_{RATIO} e a geração do sistema, dessa maneira, traçar uma relação entre a S_{RATIO} modelada e a medida nos períodos seco e chuvoso, contribui para quantificar a perda de potência do sistema devido a sujidade. Na Figura 21 tem-se um exemplo da sujidade encontrada em PFV₁. O trabalho mostra que o desempenho de plantas FV depende diretamente da quantidade de irradiância solar incidente nos módulos, de modo que os menores níveis de irradiação são encontrados nos meses com os maiores índices de chuva.

Figura 21 - Sujidade encontrada em PFV1.



Fonte: [Freitas Filho](#) (2019)

Além dos dados do *datalogger*, mostrado na figura 22, parte das informações coletadas de PFV₁ foi obtida através do trabalho de [Pereira](#) (2018), em que foi desenvolvida, implementada e testada uma rede de Internet das Coisas (IoT) para monitorar parâmetros de geração de três plantas FV em cidades distintas. A rede IoT proposta no trabalho foi baseada em *software* livre, permitindo sua distribuição *online* e uso gratuito, além disso, uma página *Web Monitor* foi desenvolvida para consulta dos dados armazenados das três plantas.

Figura 22 - Datalogger PHB Solar de PFV1.



Fonte: [Araújo](#) (2019)

Em razão do grande volume de dados coletados, o presente trabalho delinea a relação entre a taxa de sujidade medida ($S_{RATIOmedida}$) e a taxa de sujidade modelada ($S_{RATIOmodelada}$) de 84 dias no período entre 2018 e 2019. Foram escolhidos os três meses mais secos e os mais chuvosos de cada ano, e feito o cálculo do valor de S_{RATIO} , tratado como padrão, de modo a compará-lo com os valores de S_{RATIO} obtido pelos modelos matemáticos, expostos mais à frente.

Foram escolhidos 7 dias de cada um dos meses: fevereiro, março, abril, agosto, setembro, outubro e novembro de 2018 a 2019, sendo considerados apenas dados provenientes de dias de céu claro. [Araújo](#) (2019) defende que esses dias devem ter índice de claridade atmosférica (K_T) maiores que 0,70, e irradiância solar de valores iguais, ou maiores, que 500 W/m². Além disso, os dados se restringem ao intervalo entre 11 h e 13 h, e a limpeza dos módulos de PFV₁ é realizada de forma natural pela chuva. O parâmetro K_T é utilizado em modelos de estimativa dos componentes de radiação solar, podendo ser usado como variável independente em modelos de estimativa da irradiância da radiação solar de ondas longas.

Os dados meteorológicos na cidade de Fortaleza foram obtidos através do *site* da Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos ([FUNCEME](#)). A partir disso, notou-se que os meses de fevereiro, março e abril se mostraram os mais chuvosos do período analisado, enquanto os meses mais secos do ano de 2018 foram agosto, setembro e outubro. Para 2019 os meses mais secos foram agosto, outubro e novembro. A Tabela 9 mostra os valores de precipitação (mm), em Fortaleza nos meses selecionados.

Tabela 9 - Volume de chuvas em Fortaleza no período selecionado.

<i>Mês</i>	<i>Ano</i>	
	<i>2018</i>	<i>2019</i>
<i>Fevereiro</i>	308,7 mm	466,7 mm
<i>Março</i>	255,7 mm	679,3 mm
<i>Abril</i>	275,4 mm	584,3 mm
<i>Agosto</i>	28,4 mm	22,8 mm
<i>Setembro</i>	3,3 mm	8,2 mm
<i>Outubro</i>	5,4 mm	5,8 mm
<i>Novembro</i>	5 mm	0 mm

Fonte: [FUNCEME](#) (2022)

4.3. Modelos de análise dos dados

[Fernandez-Solas et al](#) (2022) investigaram a possibilidade de estimar a sujidade a partir dos dados de desempenho FV, sem a necessidade da instalação de equipamentos específicos e que, normalmente, precisam de manutenção regular. Foram usados no estudo cinco métodos analíticos, aplicados aos dados de módulos FV de diferentes tecnologias. Os métodos mostram exatidão quando utilizados para obter as perdas de geração em sistemas FV devido à sujidade, especialmente em períodos secos do ano. A escolha dos métodos levou em consideração duas condições: a primeira é que os métodos escolhidos deveriam ser amplamente validados em outros trabalhos, e a segunda é que as variáveis elétricas dos sistemas deveriam ser de fácil obtenção, a partir da folha de dados do fabricante, ou de medição *in loco*.

Baseando-se nisso, o presente trabalho analisa 3, dos 5 métodos descritos pelos autores: o *modelo de desempenho de matriz Sandia (SAPM)*, o *método do fator de forma constante (FF_K)* e o *método do ponto de potência máxima aproximado (AMPP)*. Estes métodos fornecem maneiras transparentes de encontrar a potência de saída de módulos FV, e contribuem para quantificar a sujidade presente nestes.

4.3.1. Método de desempenho de matriz Sandia – SAPM

O modelo de desempenho de matriz Sandia (SAPM), explicado por [King et al](#) (2004), fornece equações desenvolvidas pelo Laboratório Sandia, que podem ser usadas para dimensionar a potência esperada e a produção de sistemas FV. O modelo pode ser usado para monitorar o desempenho real e o previsto da *string* FV ao longo da vida útil dos painéis, contribuindo no diagnóstico de possíveis problemas de desempenho.

O método considera nas suas equações efeitos elétricos, térmicos, espectrais solares e ópticos. A equação da potência máxima ($P_{Máx}$) de saída em SAPM, depende da potência máxima de saída em STC ($P_{MáxSTC}$), da irradiância inclinada (G_{POA}), da irradiância STC (G_{STC}), da temperatura da célula (T_C) e do coeficiente de temperatura do módulo em $P_{Máx}$ (γ). A expressão (24) mostra como $P_{Máx}$ é obtida, e a expressão (25) mostra como a temperatura da célula é calculada a partir da temperatura dos módulos (T_M), com a variação de temperatura (ΔT) tendo valor adotado de 3° C.

$$P_{M\acute{a}x} = P_{M\acute{a}x_{STC}} \cdot \frac{G_{POA}}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_C - 25^\circ C)] \quad (24)$$

$$T_C = T_M \cdot \frac{G_{POA}}{G_{STC}} \cdot \Delta T \quad (25)$$

4.3.2. Método do fator de forma constante - FF_K

[Fuentes et al \(2007\)](#) utilizaram cinco métodos algébricos para prever o comportamento de sistemas FV em climas mediterrâneos. No trabalho foram comparados os valores medidos e modelados para a potência de saída do sistema, além do rendimento na geração. Dos cinco métodos analisados pelos autores, os métodos do fator de forma constante (FF_K) se destaca.

O fator de forma (FF), representado em [\(26\)](#), é uma medida de qualidade das células FV e é definido como a razão entre o produto da tensão ($V_{MPM\acute{a}x}$) e da corrente ($I_{MPM\acute{a}x}$) no ponto de máxima potência, sob o produto da corrente de curto-circuito (I_{SC}) e da tensão de circuito-aberto (V_{OC}).

$$FF_K = \frac{V_{MPM\acute{a}x} \cdot I_{MPM\acute{a}x}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (26)$$

Em FF_K o fator de forma permanece constante em todas as condições de operação, e I_{SC} e V_{OC} da célula variam linearmente com a irradiância global incidente, e com a temperatura do módulo. Em [\(27\)](#) e em [\(28\)](#) tem-se a representação de I_{SC} e V_{OC} para FF_K .

$$I_{SC} = I_{SC_{STC}} \cdot \frac{G_{POA}}{G_{STC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_C - 25^\circ C)] \quad (27)$$

$$V_{OC} = V_{OC_{STC}} + \beta \cdot (T_C - 25^\circ C) \quad (28)$$

Onde α e β são os coeficientes de temperatura para I_{SC} e V_{OC} , respectivamente. Os parâmetros $I_{SC_{STC}}$ e $V_{OC_{STC}}$, de condições de teste padrão (STC), são obtidos a partir da folha de dados do fabricante dos módulos. Tem-se que T_C é calculado em [\(25\)](#), enquanto $P_{M\acute{a}x}$ é encontrada pela expressão em [\(29\)](#).

$$P_{M\acute{a}x} = FF_K \cdot I_{SC} \cdot V_{OC} \quad (29)$$

4.3.3. Método do ponto de potência máxima aproximado – AMPP

[Araujo et al](#) (1981) propuseram expressões analíticas simples para calcular os valores de FF , e da corrente e da tensão no ponto de potência máxima em células FV. O ponto de potência máxima aproximado (AMPP) apontado no trabalho estima a tensão máxima (V_M) e a corrente máxima (I_M) no MPPT a partir dos valores de I_{SC} e V_{OC} . As equações de I_M e V_M , estão presentes em [\(30\)](#) e [\(31\)](#), respectivamente.

$$I_M = I_{SC} \cdot (1 - a^{-b}) \quad (30)$$

$$V_M = V_{OC} \cdot \left[1 - \frac{b}{v_{oc}} \cdot \ln(a - r_s \cdot (1 - a^{-b}))\right] \quad (31)$$

Os parâmetros a , b , r_s , e FF_{STC} são obtidos a partir das expressões em [\(32\)](#), [\(33\)](#), [\(34\)](#) e [\(35\)](#), respectivamente, e as demais variáveis utilizadas são as mesmas obtidas em [\(27\)](#) e [\(28\)](#).

$$a = v_{oc} + 1 - 2 \cdot v_{oc} \cdot r_s \quad (32)$$

$$b = \frac{a}{1+a} \quad (33)$$

$$r_s = \frac{FF_{STC}}{FF_0} \quad (34)$$

$$FF_{STC} = \frac{P_{M_{STC}}}{I_{SC_{STC}} \cdot V_{OC_{STC}}} \quad (35)$$

Estas expressões aproximadas mostram que o comportamento da corrente e da tensão no ponto de máxima potência depende dos parâmetros v_{oc} e r_s , e as expressões são fidedignas o suficiente para serem utilizadas na obtenção da potência máxima ($P_{M\acute{a}x}$), representada em [\(36\)](#).

$$P_{M\acute{a}x} = I_M \cdot V_M \quad (36)$$

4.4. Taxa de sujidade medida e modelada

A métrica utilizada para quantificar as perdas por sujidade em PFV_1 foi a relação S_{RATIO} , que representa a razão entre as potências de saída de um mesmo sistema FV em condições limpas e sujas. Quanto mais próximo de 0 for o valor de S_{RATIO} , maior serão as perdas por sujidade no sistema. O contrário também é verdadeiro, ou seja, o quão próximo de 1 for essa variável, menores serão as perdas de potência de saída.

Os métodos apresentados foram utilizados para modelar a potência máxima de saída de PFV_1 em condições sujas e limpas, aqui tratadas como potência máxima de referência (P_{Mref}) e potência máxima medida ($P_{Mmedida}$). Usando como dados de entradas a irradiância no plano dos módulos, a temperatura dos módulos, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto pode-se mensurar P_{Mref} a partir do método SAPM. Esse valor ao ser comparado com $P_{Mmedido}$, fornecido pelo *datalogger*, resultou na expressão (37), definida como a taxa de sujidade modelada ($S_{RATIOmedida}$),

$$S_{RATIO_{modelada}} = \frac{P_{Mmedida}}{P_{Mref}} \quad (37)$$

Essa taxa foi considerada como valor padrão, e utilizada para comparação com os valores de S_{RATIO} obtidos pelos métodos FF_K e AMPP. Assim, $S_{RATIOmedida}$ foi calculada e comparada com a taxa de sujidade medida ($S_{RATIOmodelada}$), representada em (38). $S_{RATIOmodelada}$ compara as medidas de potências máximas nos módulos sujos (P_{MSujo}) e limpos (P_{MLimpo}).

$$S_{RATIOmedida} = \frac{P_{MSujo}}{P_{MLimpo}} \quad (38)$$

P_{MSujo} foi considerado como as potências obtidas pelo método SAPM, enquanto P_{MLimpo} foi substituído pelas potências obtidas por FF_K e AMPP. Dessa maneira, foram obtidos os valores de $S_{RATIOmodelada}$ para os dois métodos.

Para avaliar a precisão calculada das perdas geradas por sujidade, dois indicadores estatísticos foram calculados, são eles: o erro médio absoluto (r_{MBE}) e o erro médio quadrático (r_{RMSE}). O r_{MBE} retorna o desvio médio dos valores modelados comparados com os dos valores medidos. Um valor negativo indica que o método subestima as perdas por sujidade, enquanto

um positivo um mostra uma superestimação das perdas. Por sua vez, o r_{RMSE} fornece o erro médio de previsão, e é sempre positivo. Quanto menor o valor deste erro, melhor a precisão do método. Na expressão (39) é encontrado a equação de r_{RMSE} , enquanto em (40) tem-se a equação para r_{MBE} .

$$r_{RMSE} (\%) = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (S_{RATIO_{modelada}} - S_{RATIO_{medida}})^2}}{S_{RATIO_{modelada}}} \cdot 100 \quad (39)$$

$$r_{MBE} (\%) = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (S_{RATIO_{modelada}} - S_{RATIO_{medida}})}{S_{RATIO_{modelada}}} \cdot 100 \quad (40)$$

Nas expressões, o número total de períodos (N) considerados na análise é 13, visto que as medições foram feitas entre 11 h e 13 h, com intervalos de 10 minutos entre cada uma. Foi calculado o erro de cada medição, e a partir desses valores, foi descoberto o erro médio diário para cada método. A diferença entre os valores de S_{RATIO} medido e o modelado foi calculada para identificar se os métodos analisados eram mais precisos em períodos de maior sujidade, como períodos de seca se comparados com períodos com chuvas frequentes.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo são apresentados os resultados e discussões do estudo, para que sejam destacados os valores obtidos e suas possíveis justificativas.

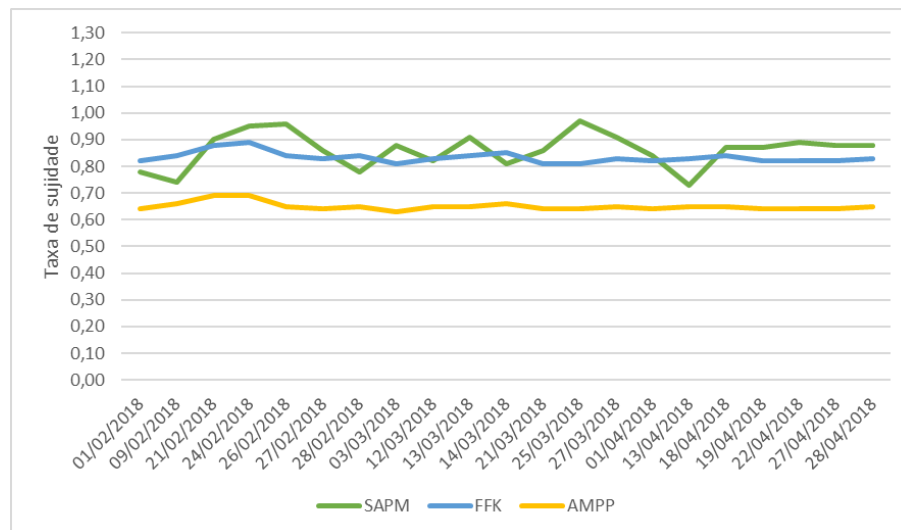
5.1. Resultados da aplicação dos métodos *SAPM*, *FF_K* e *AMPP*

O modelo *SAPM* foi escolhido neste trabalho para ser usado como padrão de referência na medição de S_{RATIO} no sistema, de modo a determinar sua potência esperada de saída sobre as condições escolhidas. Como dito na seção anterior, foram escolhidos 7 dias em cada mês, em que a irradiância no plano inclinado entre 11 h e 13 h estivesse acima de 500 W/m^2 , e em que o índice de céu claro fosse superior a 0,70. Após essa seleção de dados, foram aplicadas as expressões (1) e (2), de modo a obter os valores de P_{Mref} de cada medição. Estes valores foram então substituídos na expressão (15), e daí obtidos os valores $S_{RATIO_{medida}}$. Para obtenção das

potências de saída pelos métodos FF_K e AMPP, os dados foram substituídos nas expressões de (3) a (14). Estes valores foram utilizados na expressão (16) como P_{MLimpo} , enquanto P_{MSujo} foi substituído pelos valores de potência obtidos por SAPM. Dessa maneira, os resultados de $S_{RATIOmedida}$ (método SAPM) e $S_{RATIOmodelada}$ (métodos FF_K e AMPP) para 2018 foram registrados nos gráficos das Figuras 23 e 24, como as taxas de sujidade nos meses chuvosos e secos, respectivamente. O mesmo procedimento foi realizado para 2019, e o resultado está representado nas Figuras 25 e 26, também como meses chuvosos e secos, respectivamente.

A partir dos gráficos da Figura 25 é possível notar que $S_{RATIOmedida}$, referente ao modelo SAPM, se mostra crescente no final do mês de fevereiro, assumindo postura de variação até o final do período, com o início em 0,78 e o final em 0,88. Para $S_{RATIOmodelada}$, dos métodos FF_K e AMPP, tem-se variações também no mês de fevereiro, mas depois apresenta comportamento constante durante o resto do período. É interessante destacar que $S_{RATIOmedida}$ atinge valor máximo em 25 de março de 2018, chegando a 0,97 de S_{RATIO} .

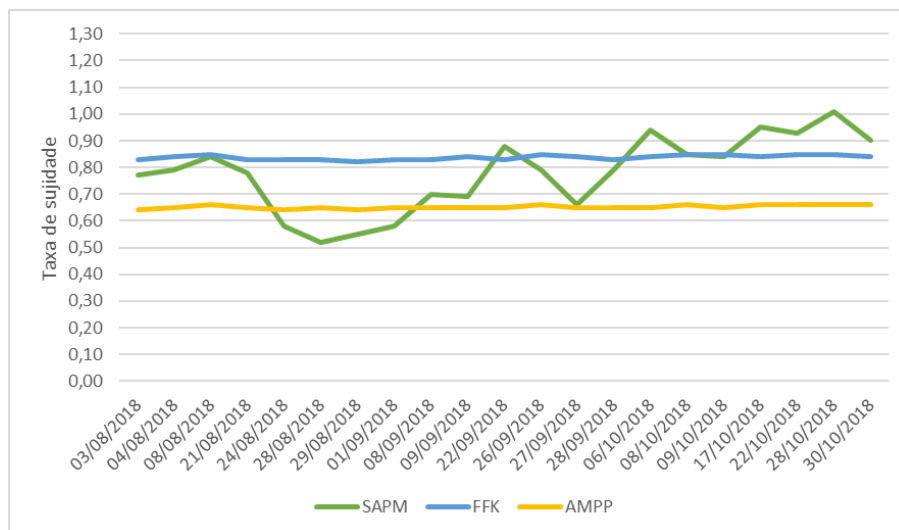
Figura 23 - Taxas de sujidade nos meses chuvosos de 2018.



Fonte – o autor (2022)

Para o período seco mostrado na Figura 24, tem-se que $S_{RATIOmedida}$ apresenta queda no final de agosto, chegando ao valor mínimo de 0,52 no dia 28 desse mês, mas a partir da segunda semana de setembro, tem-se um aumento de S_{RATIO} , finalizando com um valor de 0,90 no final do período. Para $S_{RATIOmodelada}$, tem-se um comportamento constante semelhante ao apresentado no período chuvoso.

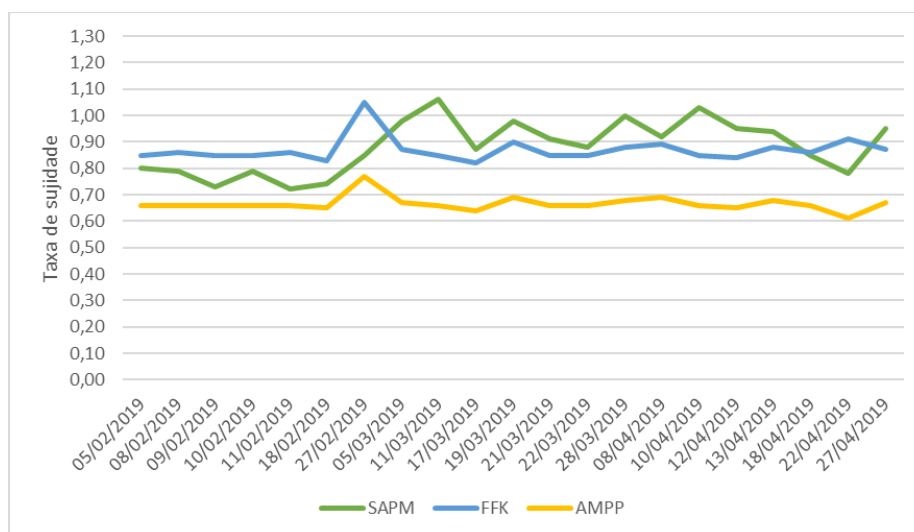
Figura 24 - Taxas de sujidade nos meses secos de 2018.



Fonte – o autor (2022)

No ano de 2019, o período chuvoso representado pela Figura 25 mostra que $S_{RATIOmedida}$ apresenta decréscimo até o final de fevereiro, com valor mínimo de 0,72 e elevação entre março e o fim do período. Para $S_{RATIOmodelada}$ o comportamento é constante, com exceção para os dias 27 de fevereiro, em que ambos os métodos apresentam subida abrupta, e para o dia 22 de abril, em que o método FF_K apresentou elevação e o método AMPP apresentou queda para 0,61, seu valor mínimo no período.

Figura 25 - Taxas de sujidade nos meses chuvosos de 2019.

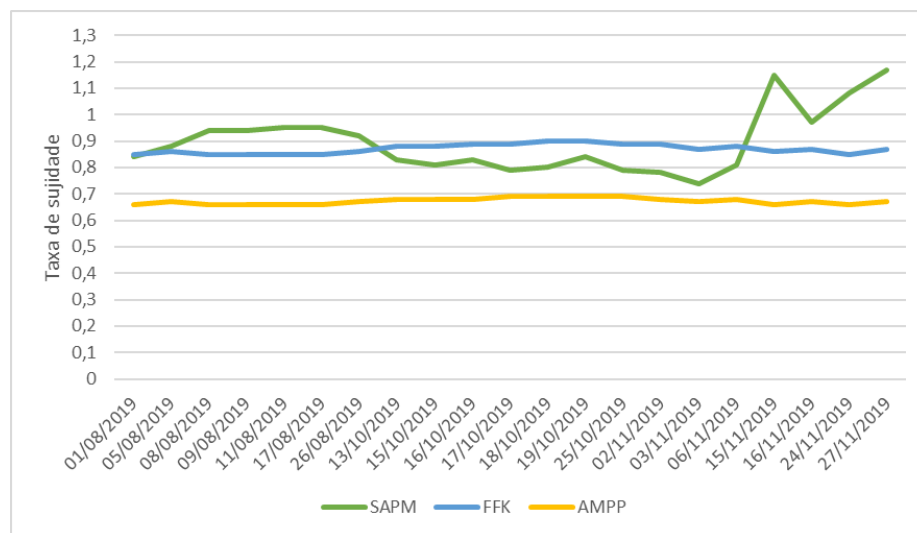


Fonte – o autor (2022)

Nos meses secos do mesmo ano, representados na Figura 26, $S_{RATIOmedida}$ apresentou elevação até o fim de agosto, seguido por uma queda até o início de novembro, onde atingiu seu valor mínimo de 0,74, e depois por nova elevação até o final do período. Assim como nos meses chuvosos, $S_{RATIOmodelada}$ seguiu comportamento constante durante o período seco.

De acordo com a Tabela 9, o volume de chuvas em Fortaleza se mostra variável no período de fevereiro a abril de 2018, com 10,79% de diferença no volume de chuvas entre os dois meses. No ano de 2019, esse mesmo período apresenta variação no volume de precipitações de 20%, porém com a diferença de que há uma elevação das chuvas no mês de março, e os valores registrados no ano de 2019 estão acima dos registrados para o mesmo período do ano anterior.

Figura 26 - Taxas de sujidade nos meses secos de 2019.



Fonte – o autor (2022)

Como mostrado por [Ammari et al \(2022\)](#), a precipitação pode desempenhar o papel de agente de limpeza natural para os módulos FV, o que contribui para o aumento da potência de saída, e consequente aumento na geração do sistema. No estudo feito no Marrocos, módulos FV de tecnologias diferentes foram analisados por um ano para atestar o quanto a S_{RATIO} afeta na produção. Um dos módulos foi limpo diariamente e outro exposto a limpeza pela chuva. Apesar do clima local semiárido e com poucas precipitações, os autores mostram que a S_{RATIO} medida atingiu valores próximos a 1 nos períodos que registraram chuva no local de instalação do sistema.

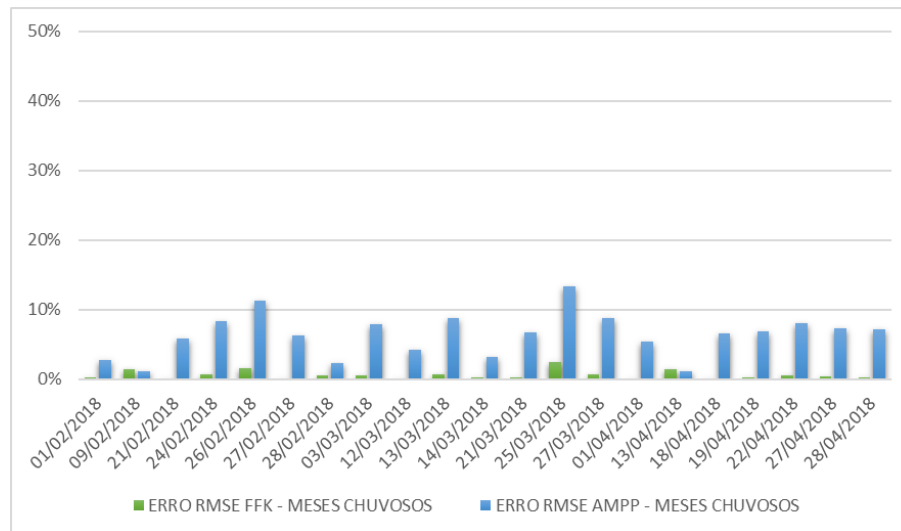
É possível então inferir que as precipitações no local de PFV_1 contribuíram para a diminuição da sujidade dos módulos nos períodos chuvosos dos dois anos, o que explica taxas de sujidade maiores nesse período. Apesar de existirem *outliers*, como é o caso do dia 15 de novembro de 2019, que apesar de não ter registrado chuvas (segundo dados da FUNCEME) apresentou $S_{RATIOmedida}$ acima de 1, as curvas de sujidade se mostram confiáveis em relacionar a potência de saída esperada para o sistema, com a potência de saída medida.

Como mostrado por [Araújo et al \(2020\)](#), as variáveis ambientais influenciam diretamente nas perdas por sujidade, de modo que os menores níveis diários de irradiação no plano inclinado e as maiores dispersões são atingidos nos meses com os maiores índices de chuva, enquanto que os maiores valores médios e as menores dispersões da irradiação solar diária são atingidos nos meses de pouca chuva acumulada.

5.2. Erros RMSE e RMBE

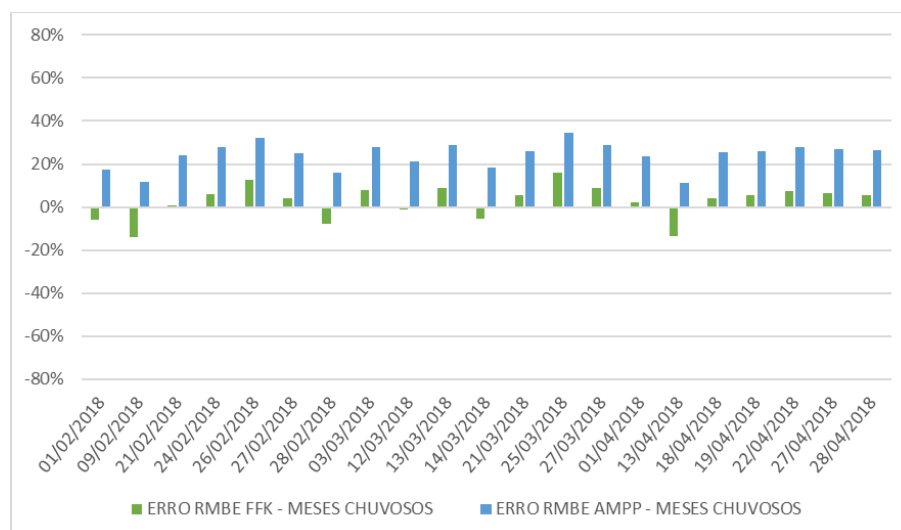
Após os cálculos de $S_{RATIOmedida}$ e $S_{RATIOmodelada}$, foram utilizadas as expressões (16) e (17) para encontrar os valores de r_{RMSE} e r_{MBE} , respectivamente. Como explicado anteriormente, valores negativos de r_{MBE} indicam que o método analisado subestima as perdas por sujidade, enquanto valores positivos apontam para uma superestimação das perdas. Para r_{RMSE} os valores são sempre positivos, e quanto mais próximos de 0% mais preciso é o método. O erro r_{RMSE} penaliza os erros de maior magnitude, enquanto r_{MBE} utiliza os valores absolutos desses erros.

O gráfico da Figura 27 mostra que para os meses chuvosos de 2018 tem-se que o método FF_K se mostra bastante preciso, com erros que chegam a 0,05%, enquanto AMPP se apresenta com erros de quase 14%. Para o erro absoluto, mostrado na Figura 28, tem-se que o método FF_K subestima as perdas por sujidade em até 14%, enquanto o método AMPP superestima as perdas por sujidade em todo o período, com máximo de erro de quase 35%.

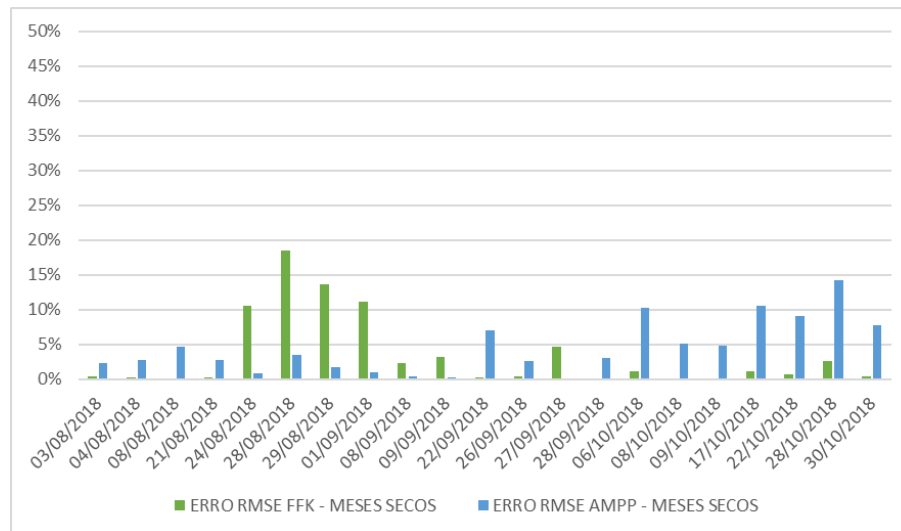
Figura 27 - Erros r_{RMSE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2018.

Fonte – o autor (2022)

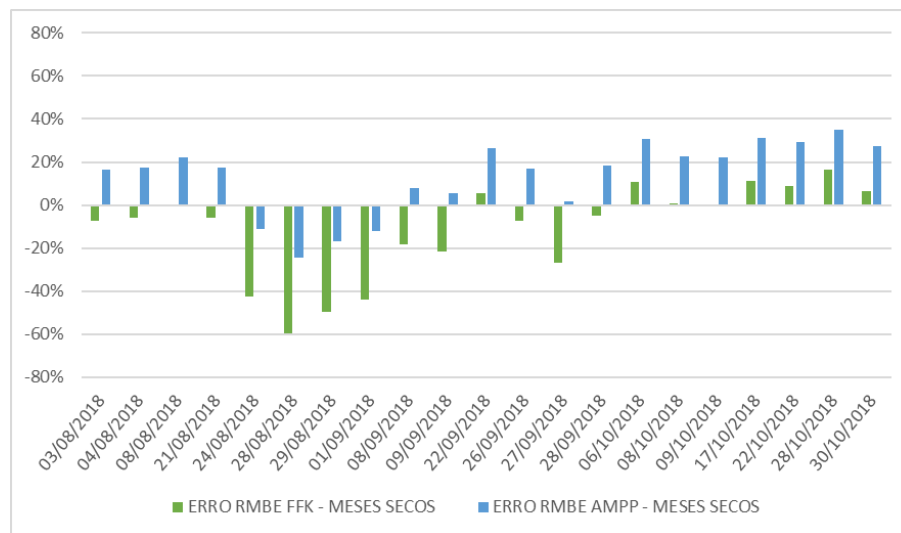
Para os meses secos do mesmo ano, os erros mostrados nas Figuras 29 e Figura 30 (r_{RMSE} e r_{MBE} , respectivamente) enunciam que em outubro há uma máxima de 14,24% no erro quadrático do método AMPP, enquanto para FF_K o erro chega a quase 19%. Na Figura 28, por sua vez, há uma grande subestimação das perdas por sujidade para o método FF_K , com quase 60% de erro. É visto também que o comportamento de AMPP se mantém constante, de modo a superestimar as perdas pela sujidade em todo o período seco de 2018.

Figura 28 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2018.

Fonte – o autor (2022)

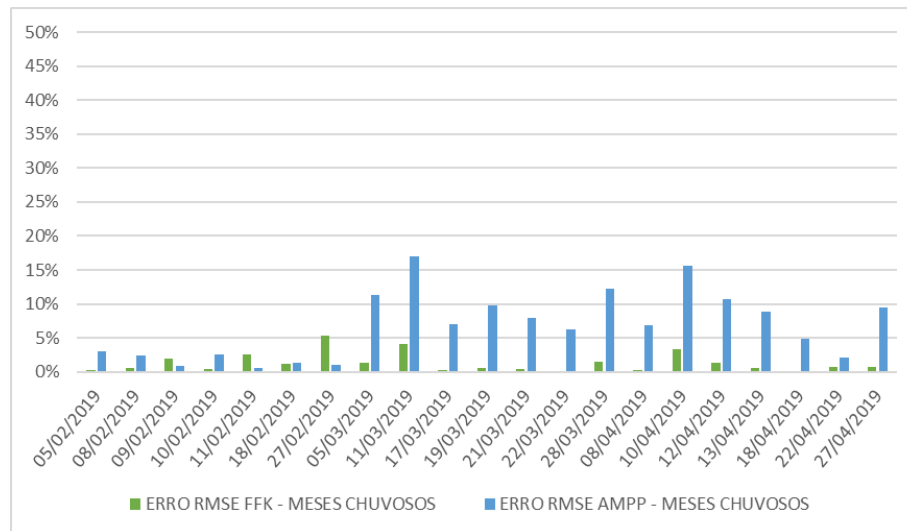
Figura 29 - Erros r_{RMSE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2018.

Fonte – o autor (2022)

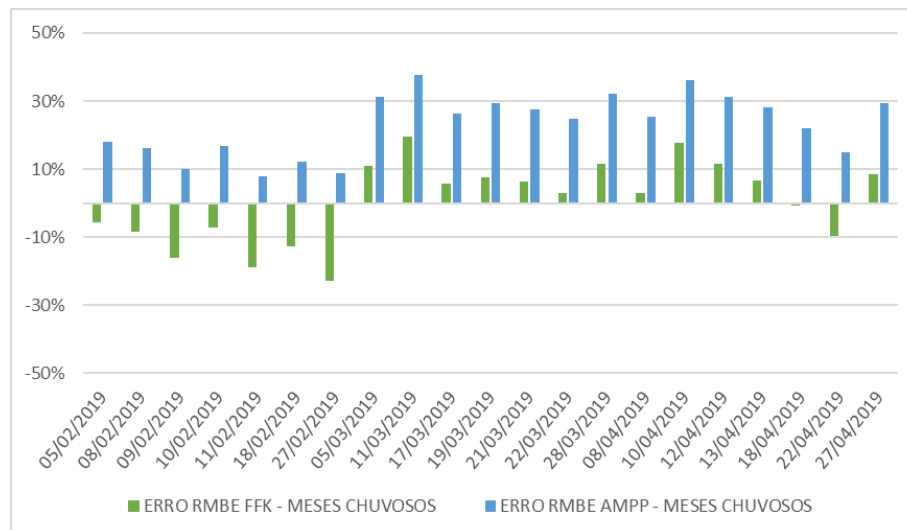
Figura 30 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2018.

Fonte – o autor (2022)

Nos meses chuvosos de 2019, tem-se que o erro r_{RMSE} de AMPP se mantém abaixo de 17% em todo o período, atingindo seu valor máximo em março, como mostrado na Figura 31. Para FFK no entanto, o erro mais alto registrado se dá em fevereiro, com 5,39%. Para o erro r_{MBE} por sua vez, mostrado na Figura 32, o método FFK subestima as perdas por sujidade em quase 23%, enquanto o método AMPP superestima as perdas em aproximadamente 38%.

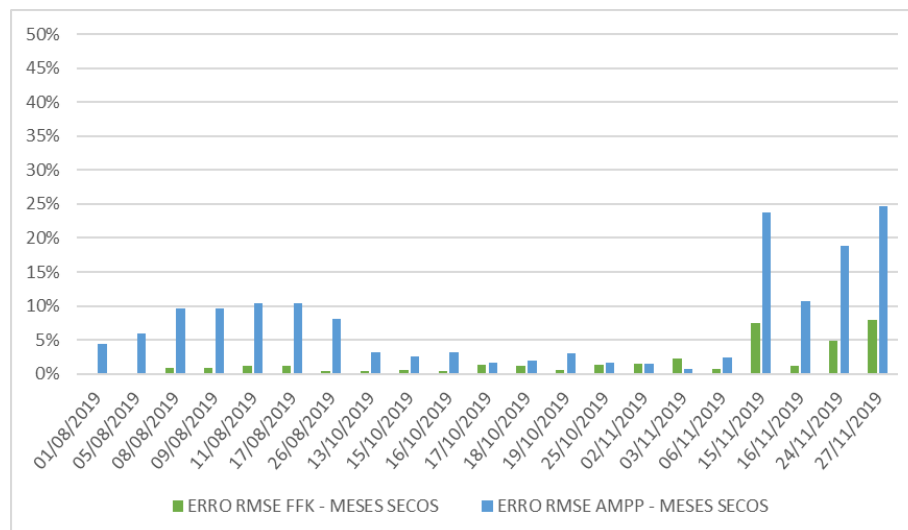
Figura 31 - Erros r_{MSE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2019.

Fonte – o autor (2022)

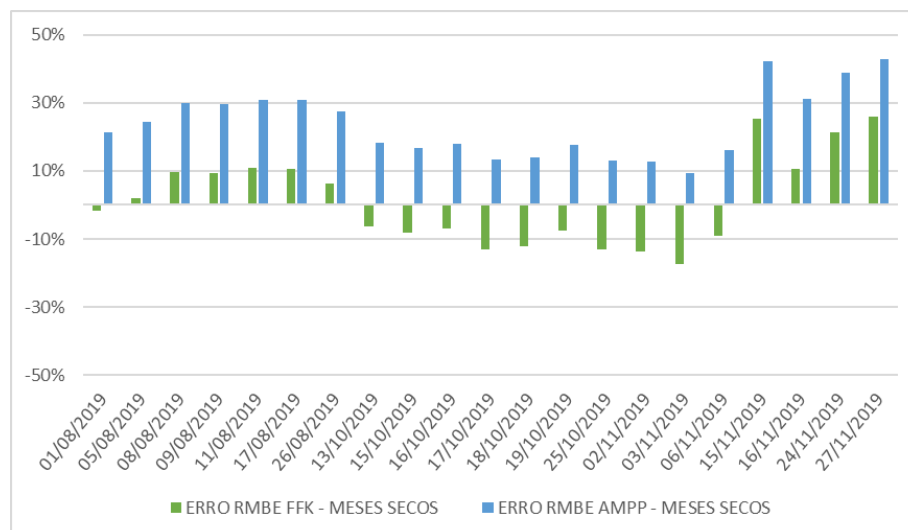
Figura 32 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses chuvosos de 2019.

Fonte – o autor (2022)

Na Figura 33, que apresenta o erro r_{MSE} nos meses secos de 2019, tem-se uma porcentagem de erro de 24,69% no método AMPP, enquanto para FF_K o erro máximo registrado é 7,86% e o mínimo é 0,03%. Na Figura 34, que mostra o erro r_{MBE} , o método FF_K continua com um comportamento de subestimar as perdas por sujidade, porém com taxas menores. O método AMPP mantém seu comportamento, superestimando as perdas por sujidade, mas com aproximadamente 43% de erro.

Figura 33 - Erros r_{MSE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2019.

Fonte – o autor (2022)

Figura 34 - Erros r_{MBE} para FFK e AMPP nos meses secos de 2019.

Fonte – o autor (2022)

As métricas estatísticas se mostram importantes indicadores de comprovação de eficácia de métodos de análise matemática. Em estudo feito por [Mas'ud](#) (2022) na Arábia Saudita, o erro r_{MSE} é utilizado para avaliar e comparar a confiabilidade de três diferentes técnicas de aprendizagem de máquina, que têm por objetivo prever a saída de potência de sistemas FV. Os resultados do estudo revelaram que o uso dessa métrica se mostrou fundamental para decidir sobre qual método analisado deve ser utilizado para modelar as projeções de geração FV.

Já [Thotakura et al](#) (2022) usando a métrica estatística do erro r_{MBE} , compararam as diferenças entre os valores modelados matematicamente, e os reais, na performance de um

sistema FV instalado na Índia. Nesse estudo, r_{MBE} apontou para uma subestimação da performance simulada em relação a todos os modelos computacionais utilizados pelos autores, o que foi de grande importância para determinar qual procedimento de avaliação de desempenho de geração deve ser seguido.

5.3. Discussão

Os resultados mostrados nas Figuras 23 a 26 apontam que o modelo que melhor representa a taxa de sujidade real, referenciada no modelo SAPM, é o método FF_K . A mesma inferência pode ser feita após a análise dos gráficos das Figuras 27 a 34, em que os valores dos erros r_{MSE} e r_{MBE} , que comparam o S_{RATIO} dos três modelos, são menores para FF_K do que para AMPP.

Através dos valores obtidos pelo método FF_K foi possível observar uma linearidade em S_{RATIO} , comportamento semelhante visto com o método AMPP. Porém, o método AMPP se mostrou menos preciso quando comparadas as S_{RATIO} obtidas através dele e do método SAPM. Durante o período chuvoso de 2018, por exemplo, o método AMPP apresenta taxas de sujidade que variam entre 0,60 e 0,70, enquanto a sujidade real medida por SAPM atinge valores acima de 0,70 para o todo período, com 72% dos valores estando entre 0,75 e 0,90. Além disso, o erro r_{MBE} , aponta que o método AMPP superestima as perdas por sujidade, subestimando S_{RATIO} em quase toda a análise.

Os erros r_{MSE} apontam para uma maior precisão do método FF_K , com valores menores que 10% durante 2019. Ainda em 2019, o método FF_K também se mostra mais realista do que AMPP ao se compararem as taxas de sujidade simuladas e reais, de modo que os valores de FF_K e SAPM variam de maneira semelhante entre 0,80 a 0,90. O erro r_{MBE} para FF_K em 2019 também evidencia que durante o período chuvoso esse método apresenta valores positivos, superestimando as perdas por sujidade, característica invertida durante o período seco, que apresenta r_{MBE} negativo para FF_K em diversos dias.

Essa análise corrobora o que é mostrado por [Fernandez-Solas et al \(2022\)](#), pois no estudo o método FF_K retornou os menores erros r_{RMSE} , permitindo uma análise de S_{RATIO} de alta precisão. Os autores expõem que a magnitude dos erros desse método diminuiu notavelmente nos períodos secos, em que devem ser realizadas limpezas artificiais para aumentar a conversão de energia.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho realizou uma análise matemática da sujidade presente em PFV₁, instalada no LEA-UFC, em Fortaleza, Ceará. Diversos problemas afetam a saída de potência de módulos FV, entre eles os fatores ambientais e intrínsecos aos materiais que compõem os módulos. Durante o trabalho é mostrado que a sujidade é um dos fatores que mais influenciam no desempenho de sistemas FV, e isto ampara a motivação necessária para estudar cada vez mais essa temática.

Foram explicados na seção de Fundamentação Teórica os conceitos físicos e os modelos matemáticos mais utilizados para entender como a sujidade afeta o rendimento dos sistemas FV. Foi possível inferir que a irradiância é a variável fundamental para se obter o máximo de potência de saída que um painel solar pode fornecer e, além dela, a temperatura do painel e a temperatura do ambiente, unidos à taxa de precipitação pluviométrica do local de instalação do sistema, formam elementos essenciais que compõem as equações e as análises apresentadas durante este estudo.

Os estudos mais recentes sobre a temática da sujidade mostram que é necessário se fazer uma comparação entre a potência de saída de módulos FV sujos e limpos, e relacionar as taxas de sujidade reais presentes nesses sistemas, com taxas modeladas através de *softwares* e equações especiais. Nesse sentido, foram utilizados neste trabalho três métodos matemáticos de modelagem dos valores de potência de saída dos sistemas FV, sendo eles: SAPM, FF_K e AMPP. A partir desses valores de potência de saída, foram então obtidos os valores de S_{RATIO}. Analisando dados coletados nos anos de 2018 e 2019, através de equipamentos que mediram e armazenaram dados elétricos e ambientais de PFV₁, foram considerados 7 dias de cada mês dos três meses mais chuvosos e mais secos dos dois anos, e separados os dias em que o céu estivesse claro e a irradiância estivesse acima 500 W/m².

O método SAPM foi calculado e utilizado como referência de S_{RATIO} real, enquanto os outros dois métodos serviram de modelos simulados. Sabendo-se que quanto mais próximo de 0 a S_{RATIO} estiver pior é o desempenho do sistema FV (e quanto mais próximo de 1 melhor é seu desempenho), foi encontrado que durante todo o intervalo selecionado a taxa de sujidade de SAPM se manteve acima de 0,50. Ao comparar os outros dois métodos com os valores de referência de SAPM, concluiu-se que o método FF_K se mostrou mais realista e menos susceptível a erros. Apesar do método AMPP apresentar maiores erros neste estudo, outros

trabalhos sobre o tema defendem que ele é uma importante ferramenta de análise matemática e que, apesar de demandar mais equações, não deve ser descartado. Assim, conclui-se que os resultados apresentados mostram a qualidade do método FF_K para estimar as perdas por sujidade nos sistemas FV.

6.1. Sugestão para trabalhos futuros

É interessante que no futuro sejam realizados novos estudos em locais diferentes e com características ambientais diversas, de modo a validar a metodologia apresentada. Além disso, a aplicação dos métodos matemáticos apresentados deve ser repetida para plantas FV com potência e tamanho maiores, de modo a verificar se o comportamento das taxas de sujidade se mostra condizente com os valores desse estudo.

Para trabalhos futuros propõe-se o desenvolvimento de *software* ou código que possa ser aplicado em *software* de simulação matemática, como Matlab, para relacionar os três métodos apresentados de maneira automatizada, a partir de dados elétricos e ambientais coletados dos sistemas FV. Isso tornaria a análise mais rápida, com mais dados e menor propensão a possíveis erros de cálculo.

REFERÊNCIAS

2022: O MELHOR ano da energia solar no Brasil. **ABSOLAR**, Brasil, 15 de Março de 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/2022-o-melhor-ano-da-energia-solar-no-brasil/> . Acesso em: 20 de novembro de 2022.

3 RENEWABLE Energy Trends for 2023 and Beyond. **REUTERS**, USA, 1, Novembro, 2022. Disponível em: < <https://www.reuters.com/article/sponsored/shell-energy-renewable-energy-trends-2023> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

CEARÁ passa de 500 MW de potência instalada em Geração Distribuída. **Diário do Nordeste Ceará** - Brasil, 2022. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/opiniao/colunistas/egidio-serpa/ceara-passa-de-500-mw-de-potencia-instalada-em-geracao-distribuida-1.3298314> . Acesso em: 15 de novembro de 2022.

CHINA vai dobrar número de painéis solares após recorde no ano passado. **BLOOMBERG LINEA**, Brasil, 30 de Maio de 2022. Disponível em: <https://www.bloomberglinea.com.br/2022/05/30/china-vai-dobrar-numero-de-paineis-solares-apos-recorde-no-ano-passado/> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

GERAÇÃO distribuída alcança 12 GW no Brasil. **EPBR**, Brasil, 9 de Agosto de 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/geracao-distribuida-alcanca-12-gw-no-brasil/> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

LEI 14300: confira as mudanças trazidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída. **PORTAL SOLAR**, Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/lei-14300-confira-as-mudancas-trazidas-pelo-marco-legal-da-geracao-distribuida> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

NEW Energy Outlook 2020. **BLOOMBERG NEF**, USA, 2, October, 2020. Disponível em: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook-2020/> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

PANORAMA da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. **ABSOLAR**, Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> . Acesso em: 20 de novembro de 2022.

PARQUE solar São Gonçalo. **ENEL GREEN POWER**, Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/nossos-projetos/highlights/parque-solar-sao-goncalo> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

SOLAR e eólica lideram aumento da geração de energia no país em 2023. **O GLOBO**, Brasil, 26 de Setembro de 2022. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/noticia/2022/09/solar-e-eolica-lideram-aumento-da-geracao-de-energia-no-pais-em-2023.ghtml> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

AL-KOUZ, *et al.* **Modeling and Analysis Framework for Investigating the Impact of Dust and Temperature on PV Systems Performance and Optimum Cleaning Frequency**

Applied Sciences. v. 9, 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/7/1397>
Acesso em: 14 de novembro de 2022

AMMARI. *et al* **Experimental study on the impact of soiling on the modules temperature and performance of two different PV technologies under hot arid climate.** HELIYON, v. 8, 2022. Disponível em: [https://www.cell.com/heliyon/fulltext/S2405-8440\(22\)02683-4?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2405844022026834%3Fshowall%3Dtrue](https://www.cell.com/heliyon/fulltext/S2405-8440(22)02683-4?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2405844022026834%3Fshowall%3Dtrue) Acesso em: 14 de novembro de 2022

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (1996), **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

ARAÚJO, D. N. *et al*. **Impactos da Sujidade e Efeitos da Limpeza no Desempenho e Módulos Fotovoltaicos.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8, 2020, Fortaleza. Disponível em:
<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/862#:~:text=A%20deposi%C3%A7%C3%A3o%20de%20sujidades%20sobre,deste%20componente%20em%20plantas%20FV.>
Acesso em: 14 de novembro de 2022.

ARAÚJO, D. N. **Investigação Experimental dos Efeitos da Sujidade No Desempenho de Plantas Fotovoltaicas Instaladas no Campus do Pici da UFC.** Dissertação de Mestrado em Engenharia – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. Ceará, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/51174> Acesso em: 14 de novembro de 2022.

ARAÚJO, G. L. *et al* **Analytical Expressions for the Determination of the Maximum Power Point and the Fill Factor of a Solar Cell Solar Cells,** v. 5, 1981. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/0379678782900084?token=AFDD13803DD7C43B8044D47F0626F08391D2494C28232800091700A63A64B137A7A64B72A8980E92FDB664EC05763971&originRegion=us-east-1&originCreation=20221112013448> Acesso em: 14 de novembro de 2022.

BELLMRINA, *et al* **Comparative Modeling of Optical Soiling Losses for CSP and PV Energy Systems** Solar Energy, v. 197, 2020, Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19312599> Acesso em: 19 set. 2022.

BOUCHALKHA. A. **Modeling of Dust Effect on Solar Panels in Abu Dhabi** In: INTERNATIONAL ENERGY 2030 CONFERENCE, 2, 2008. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211003951> Acesso em: 19 set. 2022.

BOYLE, *et al* **Natural Soiling of Photovoltaic Cover Plates and the Impact on Transmissions** Renewable Energy, v. 77, 2015, Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114008325> Acesso em: 19 set. 2022.

CHAVES, M. P. **Estudo Sobre Sombreamento em Planta Fotovoltaica Localizada na Zona Urbana de Fortaleza-CE.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso para Graduação em

Engenharia – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018 Disponível em: <https://ojs.unifor.br/tec/article/view/8898> Acesso em: 19 set. 2022.

COLLET, Luciana. Energia solar ultrapassa 19 gigawatts instalados no Brasil, diz Absolar. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 13 set. 2022. Economia. Disponível em: [https://www.estadao.com.br/economia/energia-solar-19-gigawatts/#:~:text=O%20Brasil%20alcan%C3%A7ou%2019%20gigawatts,Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20\(Absolar\)](https://www.estadao.com.br/economia/energia-solar-19-gigawatts/#:~:text=O%20Brasil%20alcan%C3%A7ou%2019%20gigawatts,Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20(Absolar)). Acesso em: 19 set. 2022.

CONCEIÇÃO, R. *et al.* **PV system design with the effect of soiling on the optimum tilt angle**. Renewable Energy, v. 133, 2019. Disponível em: https://drive.google.com/file/d/1HEhSJ8VKwUDgKWgsVcRig9oGIGv_YbJ7/view Acesso em: 11 de novembro de 2022.

DUARTE, *et al.* **Estimativa da Taxa de Sujidade em Módulos Fotovoltaicos Utilizando Dados de Densidade Gravimétrica**. In: IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2020, Fortaleza. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/888/888> Acesso em: 11 de novembro de 2022

DUFFIE, Jonh A.; BECKMAN, William A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3 ed. New Jersey – USA, John Wiley & Sons INC., 2006.

FERNÁNDEZ-SOLAS, A. *et al.* **Estimation of Soiling Losses in Photovoltaic Modules of Different Technologies Through Analytical Methods**. ENERGY, v. 244, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222000767?via%3Dihub> Acesso em: 11 de novembro de 2022

FREITAS FILHO e ARAÚJO, *et al.* **Análise da Composição Físico-Química da Sujidade de Plantas Fotovoltaicas: Estudo de Caso para Fortaleza**. REVISTA TECNOLOGIA, v. 41, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/56348?locale=en> Acesso em: 11 de novembro de 2022

FREITAS FILHO, M. F. **Análise da Composição da Sujidade em Plantas Fotovoltaicas Instaladas na Zona Urbana de Fortaleza**. Trabalho de Conclusão de Curso para Graduação em Engenharia – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/56348> Acesso em: 11 de novembro de 2022

FUENTE, M. *et al* **Application and Validation of Algebraic Methods to Predict the Behaviour of Crystalline Silicon PV Modules in Mediterranean Climates**. SOLAR ENERGY, v. 81, 2007. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0038092X0700028X?token=3CCB7B7A40E5FEA7A875DE3A2282CDD5D20AE3D31F73D30E2A3F8A46D9812CF583334E26432AA54A6C9A79BED27E1F2A&originRegion=us-east-1&originCreation=20221112013339> Acessado em: 10 de setembro. 2022

FUNDAÇÃO CEARENSE DE METEOROLOGIA E RECURSOS HIDRICOS. **Calendário de Chuvas**. Fortaleza, CE, 2022. Disponível em: <http://www.funceme.br/app-calendario/diario/municipios/maxima/2020/11>. Acesso em: 11 de novembro de 2022.

JAMIL, WJ. *et al* **Modeling of Soiling Derating Factor in Determining Photovoltaic Outputs**. IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, v. 10, 2020, Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9130867> Acessado em: 10 de setembro. 2022

JAVED, *et al*. **Dust Potency in the Context of Solar Photovoltaic (PV) Soiling Loss**, Solar Energy, v. 220, 2021 Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1096> Acessado em: 10 de setembro. 2022

KALDELLIS. *et al*. **Simulating The Dust Effect on the Energy Performance of Photovoltaic Generators Based on Experimental Measurements** ENERGY, v. 36, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211003951> Acessado em: 10 de setembro. 2022

KEAWSANG-IN, *et al*. **Estimation of solar radiation using Angstrom-Prescott model and interpolation of empirical coefficients in Thailand..** In: SIAM PHYSICS CONGRESS 2018. 1144, 2018 Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1144/1/012049> Acessado em: 10 de setembro. 2022

KING, D. L. *et al*. **Photovoltaic Array Performance Model** SANDIA REPORT, 2004. Disponível em: https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/SAND-2004_PV-Performance-Array-Model.pdf Acessado em: 10 de setembro. 2022

LIMA NETA, *et al*. **Análise de Desempenho Através do Performance Ratio de Usinas Fotovoltaicas na Mesma Latitude**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9, 2022. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1169> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

LU, *et al* **Optimizing Sun-Tracking Angle for Higher Irradiance Collection of PV Panels Using a Particle-Based Dust Accumulation Model with Gravity Effect** SOLAR ENERGY, v. 158, 2017, Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17307478> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

MAS'UD. A. **A Comparison of Three Machine Learning Models for the Prediction of Hourly PV Output Power in Saudi Arabia**. Ain Shams Engineering Journal, v. 13, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447921004263> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

NIMMO and SAID, *et al*. **Effects of Dust on the Performance of Thermal and Photovoltaic Flat Plate Collectors in Saudi Arabia: Preliminary Results**. ALTERNATIVES ENERGY SOURCES. v. 1, 1979. Disponível em: <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/1981aes.....1..145N/abstract> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

PALZ, W. **Energia Solar e Fontes Alternativas**. 1 ed. Paraná – Brasil, Editora Hemus, 2003.

PAVAN, *et al.* **A Comparison Between BNN and Regression Polynomial Methods for the Evaluation of the Effect of Soiling in Large Scale Photovoltaic Plants**, Applied Energy, v. 108, 2013. Disponível em:

https://id.elsevier.com/as/authorization.oauth2?platSite=SD%2Fscience&scope=openid%20email%20profile%20els_auth_info%20els_idp_info%20els_idp_analytics_attrs%20urn%3Acom%3Aelsevier%3Aidp%3Apolicy%3Aproduct%3Ainst_assoc&response_type=code&redirect_uri=https%3A%2F%2Fwww.sciencedirect.com%2Fuser%2Fidentity%2Flanding&authType=SINGLE_SIGN_IN&prompt=none&client_id=SDFE-v3&state=retryCounter%3D0%26csrfToken%3D77bfbb60-a0ab-4cac-9d1f-d02a0916c63f%26idpPolicy%3Durn%253Acom%253Aelsevier%253Aidp%253Apolicy%253Aproduct%253Ainst_assoc%26returnUrl%3D%252Fscience%252Farticle%252Fpii%252FS0306261913002195%26prompt%3Dnone%26cid%3Darp-4da3ef8c-4377-41b1-80d9-43f9dc9d2ae8 Acesso em: 09 de novembro de 2022.

PEREIRA, R. I. S. **Rede de Monitoramento Iot Aplicada em Plantas de Microgeração Fotovoltaica**. Tese de Doutorado em Engenharia – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. 2018. Disponível em:

<https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/37389> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

PHB ELETRONICA, © 1984. Disponível em:

<https://www.energiasolarphb.com.br/inversores-on-grid/>. Acesso em: 11 de novembro de 2022

SAKÔ, *et al.* **Concepts and Case Study of Mismatch Losses in Photovoltaic Modules**. In: BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE – IEEE, 15, 2019 Santos, Disponível em: <https://canalsolar.com.br/saiba-os-efeitos-da-sujeira-nos-modulos-fotovoltaicos/> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

SARVER. *et al.* **A Comprehensive Review of the Impact of Dust on the Use of Solar Energy: History, Investigations, Results, Literature and Mitigation Approaches**.

RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS, v. 22, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211300021X> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

SILVA COSTA, *et al.* **Avaliação da Sujidade em Módulos Fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7 ed, 2018,

Gramado. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/191/191> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

THOTAKURA. *et al.* **Operational Performance of Megawatt-Scale Grid Integrated Rooftop Solar PV System in Tropical Wet and Dry Climates of India** Case Studies in Thermal Engineering, v. 18, 2020. Disponível em:

<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2214157X19304769?token=28D5C0405EB08895772FC79BE74D938E2220C9B23E5B69B49DBCFD0F7928F366E3AA159BD10CF94D347F4A1D55A9B313&originRegion=us-east-1&originCreation=20221128014240> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

TRAMONTIN, *et al.* **Estudo de Revisão Sobre as Técnicas Aplicadas na Modelagem de Sujidades Depositadas Sobre a Superfície de Módulos Fotovoltaicos**, In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9, 2022, Florianópolis Disponível em:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1096> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

UNIÃO, Diário Oficial (1862), **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821> . Acesso em: 14 de novembro de 2022.

US DEPARTMENT OF ENERGY. **The History of Solar**. May, 2022. Disponível em: https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf Acessado em: 10 de setembro. 2022

YINGLI GREEN ENERGY HOLDING COMPANY LIMITED, © 1998. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/br/products/15>. Acesso em: 09 de novembro de 2022.

YOUNIS. *et al.* **Modeling of Dust Soiling Effects on Solar Photovoltaic Performance: a Review** SOLAR ENERGY, v. 220, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X21002929> Acesso em: 09 de novembro de 2022.

ZITOUNI, H. *et al.* **Experimental Investigation And Modeling Of Photovoltaic Soiling Loss As A Function Of Environmental Variables: A case study of semi-arid climate.** SOLAR ENERGY MATERIALS AND SOLAR CELLS, v. 221, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024820304724> Acesso em: 09 de novembro de 2022.