



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IVONNE MONTERO DUPONT**

**METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE CONDIÇÕES NÃO IDEAIS DE  
OPERAÇÃO DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS**

**FORTALEZA**

**2021**

IVONNE MONTERO DUPONT

METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE CONDIÇÕES NÃO IDEAIS DE OPERAÇÃO  
DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

Coorientador: Prof. Dr. Sandro César Silveira Jucá

FORTALEZA

2021

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

---

M786m Montero Dupont, Ivonne.

Metodologia para identificação de condições não ideais de operação de plantas fotovoltaicas / Ivonne Montero Dupont. – 2021.  
168 f. : il. color.

Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. PAULO CESAR MARQUES DE CARVALHO,.  
Coorientação: Prof. Dr. SANDRO CÉSAR SILVEIRA JUCÁ.

1. geração fotovoltaica. 2. condições não ideais de operação. 3. monitoramento. 4. detecção de anomalia. 5. tipos de sombreamento. I. Título.

CDD 621.3

---

IVONNE MONTERO DUPONT

METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE CONDIÇÕES NÃO IDEAIS DE OPERAÇÃO  
DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica.  
Área de Concentração: Energias Renováveis

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

---

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

---

Prof. Dr. Sandro César Silveira  
Jucá (Coorientador)  
Instituto Federal do Ceará (IFCE)

---

Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Francisco José Firmino Canafistula  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família, são minha razão de viver,  
especialmente para minha filha Isabella ...  
o meu maior e melhor presente.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a minha filha Isabella ... Filha, por todas as alegrias que me fazes sentir eu te agradeço e irei sempre agradecer. Nunca me senti tão forte e feliz como desde que nasceste. Filha, além de te agradecer, prometo te amar eternamente.

Agradeço a meu esposo Yosbel ... Amor, muito obrigada por fazer a minha existência completa, obrigada por trazer sentido à minha vida! Sou muito feliz por ter você como meu companheiro.

Agradeço a minha família por ser uma parte essencial da minha vida e pela paciência por suportar a minha ausência nesta caminhada; lutando pelo meu desenvolvimento acadêmico e profissional para um futuro melhor.

Agradeço também ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho e Prof. Dr. Sandro César Silveira Jucá, pela excelente orientação e acolhida desde o início da jornada. Sua forma de acompanhar o desenvolvimento do trabalho contribuiu de maneira significativa na minha superação e formação acadêmica.

Agradeço aos professores Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça, Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso e Prof. Dr. Francisco José Firmino Canafistula por aceitar o convite para participar da banca examinadora, pelo tempo dedicado, pelas valiosas sugestões que contribuíram significativamente na evolução deste trabalho.

Agradeço aos colegas do LEA, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

Agradeço a todos os professores e servidores do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da UFC que contribuíram direta ou indiretamente para este trabalho.

Finalmente agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

“A verdadeira felicidade e sucesso consiste em  
gastar nossas energias com um propósito.”

(William Cowper)

## RESUMO

O uso da geração fotovoltaica (FV) está aumentando à medida que a demanda mundial de energia aumenta. Portanto, a confiabilidade, a segurança, o ciclo de vida e a eficiência aprimorada das plantas FV têm se tornado uma grande preocupação nas recentes pesquisas. Nesse contexto, são necessários sistemas de monitoramento para garantir a produtividade operacional necessária e evitar custos de manutenção excessivamente elevados. Na presente tese são estudadas as condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à rede elétrica e propõe-se uma metodologia de detecção de anomalias que combina as vantagens dos gráficos de controle 2-sigma de Média Móvel Simples de Janela Curta, com um conjunto de parâmetros de transição de irradiação ( $\Delta G$ ) e níveis de sombreamento (SS) para detectar antecipadamente desvio nos dados de operação da planta FV. O aspecto principal da metodologia proposta é que a mesma não requer dados históricos para o procedimento de treinamento de modelos nem parâmetros de simulações prévias. Apenas parâmetros meteorológicos e elétricos são necessários. A eficiência da metodologia de monitoramento de condições foi validada por meio de resultados experimentais conduzidos em condições sob regime de sombreamento. Os resultados demonstram que a metodologia proposta permite identificar condições não ideais de operação para plantas FV conectadas à rede, i.e., (i) condição de operação normal, (ii) sombreamento dinâmico natural, (iii) sombreamento dinâmico artificial e (v) sombreamento estático. Como parte da pesquisa, foi desenvolvida uma arquitetura de monitoramento embarcada baseada em conceitos de Internet das Coisas (IoT) nomeada SAD-IoT, de baixo custo e não invasiva, para monitorar a operação da planta FV em tempo real. Os requisitos de desempenho do SAD-IoT desenvolvido (parâmetros e resolução) são comparados segundo a norma IEC61724. Erros máximos de 1,20% e 1,45% são obtidos para os parâmetros da temperatura ambiente e da temperatura de operação dos módulos FV, respectivamente. Em relação à irradiação solar, um erro máximo de 0,68% é obtido, permanecendo dentro da faixa de incerteza máxima recomendada pela norma. A principal vantagem do SAD-IoT desenvolvido é a sua escalabilidade, confiabilidade e facilidade de mudança de sensores, além do fornecimento em tempo real das informações coletadas usando o protocolo MQTT da Internet das Coisas.

**Palavras-chave:** geração fotovoltaica. condições não ideais de operação. monitoramento. detecção de anomalia. tipos de sombreamento



## ABSTRACT

The use of photovoltaic solar power generation is rising as worldwide energy demand increases. Therefore, reliability, safety, life cycle, and improved efficiency of photovoltaic plants have all become a major concern in research nowadays. In this context, monitoring systems are necessary to guarantee the required operating productivity and to avoid overpriced maintenance costs. This paper studies the non-ideal operating conditions for grid-connected photovoltaic plants and proposes an anomaly detection methodology that combines the advantages of the 2-sigma, short-window simple-moving average control charts with shading strength and irradiance transition parameters to detect early deviation in photovoltaic plant operation data. The key aspect of proposed methodology is that it requires neither historical data for model training procedure nor parameters from previous simulation. Only instantaneous meteorological and electrical parameters are required. The efficiency of the condition monitoring methodology has been validated through experimental results conducted in real operating conditions. Results demonstrated that the proposed methodology is effective to identify non-ideal operating conditions for grid-connected photovoltaic plants, i.e., (i) normal operating condition, (ii) natural dynamic shading, (iii) artificial dynamic shading, and (iv) artificial static shading. Moreover, a low-cost and non-invasive internet-of-things-based embedded architecture is proposed to monitor photovoltaic plant operation in real-time. As part of the research, an embedded monitoring architecture based on Internet of Things (SAD-IoT) concepts, low cost and non-invasive, is proposed to monitor the operation of the PV plant in real time. The performance requirements of the developed SAD-IoT (parameters and resolution) are compared according to the IEC61724 standard. Maximum errors of 1.20 % and 1.45 % are obtained for the parameters of the ambient temperature and the operating temperature of the PV modules, respectively. Regarding solar irradiance, a maximum error of 0.68 % is obtained, remaining within the maximum uncertainty range recommended by the standard. The main advantage of the developed SAD-IoT is its scalability, reliability and ease of changing sensors, in addition to providing real-time information collected using the Internet of Things MQTT protocol. Through permanent generation monitoring, it is possible to ensure that PV plants operate within ideal conditions and reach the expected generation levels throughout their useful life.

**Keywords:** grid-connected PV plants. non-ideal operating conditions. condition monitoring. anomaly detection. shading types

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama esquemático da arquitetura geral . . . . .	41
Figura 2 – Diagrama esquemático do sistema de monitoramento fotovoltaico . . . . .	42
Figura 3 – Diagrama de blocos da arquitetura IoT proposta usando o MQTT . . . . .	43
Figura 4 – Página inicial da plataforma <i>Web</i> . . . . .	44
Figura 5 – Interface em tempo real da plataforma <i>Web</i> . . . . .	45
Figura 6 – Sistema supervisorio para coletar e armazenar dados: Interface desenvolvida para a captura de dados . . . . .	45
Figura 7 – Planta FV instalada no LEA . . . . .	46
Figura 8 – Inversor nacional modelo PHB1500-SS (a) Vista frontal (b) Vista lateral com informações técnicas . . . . .	47
Figura 9 – Sensor DS12B20 com encapsulamento à prova d'água . . . . .	48
Figura 10 – Ferramentas usadas no processo de calibração . . . . .	50
Figura 12 – Gráficos que relacionam as temperaturas medidas pelo sensor de referencia (PT-100) com as medidas pelos sensores DS18B20. . . . .	53
Figura 13 – Ferramentas para a leitura da irradiância. . . . .	54
Figura 14 – Diagrama de dispersão dos da irradiância em relação aos valores medidos pelo Conversor Analógico/Digital, do inglês, <i>Analog Digital Converter</i> (ADC) . . . . .	55
Figura 15 – Diagrama de dispersão dos dados com reta de regressão da irradiância em relação aos valores medidos pelo ADC . . . . .	55
Figura 16 – Irradiância e potência fotovoltaicas (FV) sob condições normais (Dia: 30/06/2018) . . . . .	61
Figura 17 – Irradiância, temperatura ambiente e temperatura média da planta FV (Dia: 30/06/2018) . . . . .	61
Figura 18 – Irradiância e potência FV para dia parcialmente nublado (Dia: 02/07/2018) . . . . .	62
Figura 19 – Irradiância, temperatura ambiente e temperatura média da planta FV (Dia: 02/07/2018) . . . . .	62
Figura 20 – Experimento sombreamento estático no módulo FV número 5 da planta FV do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) (Dia: 18/09/2018) . . . . .	65
Figura 21 – Irradiância e potência FV sob condição de sombreamento estático (Dia: 18/09/2018) . . . . .	65
Figura 22 – Corrente e tensão FV sob condição de sombreamento estático (Dia: 18/09/2018) . . . . .	65

Figura 23 – Irradiância, temperatura ambiente e temperatura média da planta FV sob condição de sombreamento estático (Dia: 18/09/2018) . . . . .	66
Figura 24 – Experimento de sombreamento dinâmico da planta FV do LEA (Dia: 26/09/2018). 68	
Figura 25 – Irradiância e potência FV sob condição de sombreamento dinâmico (Dia: 26/09/2018) . . . . .	68
Figura 26 – Corrente e tensão FV sob condição de sombreamento dinâmico (Dia: 26/09/2018)	68
Figura 27 – Irradiância, temperatura ambiente e temperatura média da planta FV sob condição de sombreamento dinâmico (Dia: 26/09/2018) . . . . .	69
Figura 28 – Irradiância e potência FV sob condição de operação normal (Dia: 19/07/2018)	71
Figura 29 – Corrente e tensão FV sob condição de operação normal (Dia: 19/07/2018) .	71
Figura 30 – Irradiância, temperatura ambiente e temperatura média da planta FV sob condição de operação normal (Dia: 19/07/2018) . . . . .	71
Figura 31 – Irradiância diária ( $W/m^2$ ) entre as 07:00h e as 11:00h . . . . .	78
Figura 32 – Comportamento da irradiância diária (Dia: 08/09/2018) . . . . .	82
Figura 33 – Comportamento do parâmetro $\Delta P$ sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	83
Figura 34 – Comportamento do parâmetro $\Delta I$ sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	83
Figura 35 – Comportamento do parâmetro Força de Sombreamento, do inglês, <i>Shading Strength</i> (SS) sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	84
Figura 36 – Comportamento do parâmetro $\Delta G$ sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	84
Figura 37 – Comportamento da Potência CC sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	85
Figura 38 – Comportamento da Tensão Corrente Contínua (CC) sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	85
Figura 39 – Comportamento da Corrente CC sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	86
Figura 40 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 1 sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	86
Figura 41 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 2 sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	87

Figura 42 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 3 sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	87
Figura 43 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 4 sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	88
Figura 44 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 5 sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	88
Figura 45 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 6 sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	89
Figura 46 – Comportamento da temperatura de operação média da planta FV sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	89
Figura 47 – Sobreposição das curvas de anomalias sob condições de operação normais (Dia: 08/09/2018) . . . . .	90
Figura 48 – Comportamento da irradiância diária (Dia: 12/09/2018) . . . . .	91
Figura 49 – Comportamento do parâmetro $\Delta P$ sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	92
Figura 50 – Comportamento do parâmetro $\Delta I$ sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	93
Figura 51 – Zoom de transições de irradiância correspondente a intervalos de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	94
Figura 52 – Comportamento do parâmetro SS sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	94
Figura 53 – Comportamento do parâmetro $\Delta G$ sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	95
Figura 54 – Condições de operação estimadas da planta FV (Dia: 12/09/2018) . . . . .	96
Figura 55 – Comportamento da Potência CC sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	96
Figura 56 – Comportamento da Tensão CC sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	96
Figura 57 – Comportamento da Corrente CC sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	97
Figura 58 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 1 sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	97

Figura 59 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 2 sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	98
Figura 60 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 3 sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	98
Figura 61 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 4 sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	99
Figura 62 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 5 sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	99
Figura 63 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 6 sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	100
Figura 64 – Comportamento da temperatura de operação média da planta FV sob condições de sombreamento dinâmico natural (Dia: 12/09/2018) . . . . .	100
Figura 65 – Sobreposição das curvas de anomalias sob condições de operação normais (Dia: 12/09/2018) . . . . .	101
Figura 66 – Comportamento da irradiância diária (Dia: 27/09/2018) . . . . .	102
Figura 67 – Zoom de transições de irradiância correspondente a intervalos de sombreamento dinâmico natural (Dia: 27/09/2018) . . . . .	102
Figura 68 – Comportamento do parâmetro SS sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	103
Figura 69 – Comportamento do parâmetro $\Delta G$ sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	103
Figura 70 – Comportamento do parâmetro $\Delta P$ sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	104
Figura 71 – Comportamento do parâmetro $\Delta I$ sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	104
Figura 72 – Comportamento da Potência CC sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	105
Figura 73 – Comportamento da Tensão CC sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	105
Figura 74 – Comportamento da Corrente CC sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	106

Figura 75 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 1 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	106
Figura 76 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 2 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	107
Figura 77 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 3 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	107
Figura 78 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 4 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	107
Figura 79 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 5 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	108
Figura 80 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 6 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	108
Figura 81 – Comportamento da temperatura de operação média da planta FV sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	108
Figura 82 – Sobreposição das curvas de anomalias sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 27/09/2018) . . . . .	109
Figura 83 – Condições de operação estimadas da planta FV (Dia: 27/09/2018) . . . . .	110
Figura 84 – Comportamento da irradiância diária (Dia: 08/10/2018) . . . . .	111
Figura 85 – Comportamento do parâmetro SS sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	111
Figura 86 – Comportamento do parâmetro $\Delta G$ sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	111
Figura 87 – Comportamento do parâmetro $\Delta P$ sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	112
Figura 88 – Comportamento do parâmetro $\Delta I$ sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	112
Figura 89 – Comportamento da Potência CC sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	113
Figura 90 – Comportamento da Tensão CC sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	114
Figura 91 – Comportamento da Corrente CC sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	114

Figura 92 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 1 sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	114
Figura 93 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 2 sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	115
Figura 94 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 3 sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	115
Figura 95 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 4 sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	115
Figura 96 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 5 sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	116
Figura 97 – Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 6 sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	116
Figura 98 – Comportamento da temperatura de operação média da planta FV sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	116
Figura 99 – Sobreposição das curvas de anomalias sob condições de sombreamento estático (Dia: 08/10/2018) . . . . .	118
Figura 100 – Condições de operação estimadas da planta FV (Dia: 08/10/2018) . . . . .	119
Figura 101 – Topologia linear da rede <i>I-Wire</i> . . . . .	129
Figura 102 – Detalhes das conexões elétricas entre os sensores DS18B20 e seus terminais.	129
Figura 103 – Circuito para funcionamento de múltiplos sensores de temperatura. . . . .	130
Figura 104 – Conexão múltiplos sensores de temperatura DS18b20 (1) com o Rpi Zero W (2) usando o módulo adaptador DS18B20 (3) e rele de controle (4). . . . .	131
Figura 105 – Sensores de temperatura conectados ao <i>Raspberry Pi</i> (Rpi) . . . . .	131
Figura 106 – Execução do procedimento para leitura do sensor de temperatura. . . . .	132
Figura 107 – Comparação de medições de temperatura de operação do módulo FV 5 entre o Sistemas de Aquisição de Dados, do inglês, <i>Data Acquisition System</i> (SAD) comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 04/07/2018) . . . . .	135
Figura 108 – Comparação de medições de temperatura ambiente entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 04/07/2018) . . . . .	135
Figura 109 – Comparação de medições de irradiância entre entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 04/07/2018) . . . . .	136

Figura 110–Comparação de medições de temperatura de operação do módulo FV 5 entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 05/07/2018) . . . . .	136
Figura 111–Comparação de medições de temperatura ambiente entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 05/07/2018) . . . . .	137
Figura 112–Comparação de medições de irradiância entre entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 05/07/2018) . . . . .	137
Figura 113–Comparação de medições de temperatura de operação do módulo FV 5 entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 06/07/2018) . . . . .	138
Figura 114–Comparação de medições de temperatura ambiente entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 06/07/2018) . . . . .	138
Figura 115–Comparação de medições de irradiância entre entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 06/07/2018) . . . . .	139
Figura 116–Comparação de medições de temperatura de operação do módulo FV 5 entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 07/07/2018) . . . . .	139
Figura 117–Comparação de medições de temperatura ambiente entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 07/07/2018) . . . . .	140
Figura 118–Comparação de medições de irradiância entre entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 07/07/2018) . . . . .	140
Figura 119–Comparação de medições de temperatura de operação do módulo FV 5 entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 08/07/2018) . . . . .	141
Figura 120–Comparação de medições de temperatura ambiente entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 08/07/2018) . . . . .	141
Figura 121–Comparação de medições de irradiância entre entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 08/07/2018) . . . . .	142
Figura 122–Comparação de medições de temperatura de operação do módulo FV 5 entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 09/07/2018) . . . . .	142
Figura 123–Comparação de medições de temperatura ambiente entre SAD comercial e SAD desenvolvido (Dia: 09/07/2018) . . . . .	143
Figura 124–Comparação de medições de irradiância entre entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Dia: 09/07/2018) . . . . .	143
Figura 125–Esquema de ligação entre o ADS1115 e o Rpi . . . . .	144



Figura 126–Experimento de sombreamento dinâmico artificial na planta FV do LEA (Dia: 23/10/2019) . . . . .	146
Figura 127–Comportamento da irradiância diária (Dia: 23/10/2019) . . . . .	147
Figura 128–Comportamento do parâmetro SS sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	147
Figura 129–Comportamento do parâmetro $\Delta G$ sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	148
Figura 130–Comportamento do parâmetro $\Delta P$ sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	148
Figura 131–Comportamento do parâmetro $\Delta I$ sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	148
Figura 132–Comportamento da Potência CC sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	149
Figura 133–Comportamento da Tensão CC sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	149
Figura 134–Comportamento da Corrente CC sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	150
Figura 135–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 1 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	150
Figura 136–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 2 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	150
Figura 137–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 3 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	151
Figura 138–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 4 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	151
Figura 139–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 5 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	151
Figura 140–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 6 sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	152
Figura 141–Comportamento da temperatura de operação média da planta FV sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	152

Figura 142–Sobreposição das curvas de anomalias sob condições de sombreamento dinâmico artificial (Dia: 23/10/2019) . . . . .	153
Figura 143–Condições de operação estimadas da planta FV (Dia: 23/10/2019) . . . . .	154
Figura 144–Experimento de sombreamento estático na planta FV do LEA (Dia: 22/04/2019)	155
Figura 145–Comportamento da irradiância diária (Dia: 22/04/2019) . . . . .	156
Figura 146–Comportamento do parâmetro SS sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	156
Figura 147–Comportamento do parâmetro $\Delta G$ sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	156
Figura 148–Comportamento do parâmetro $\Delta P$ sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	157
Figura 149–Comportamento do parâmetro $\Delta C$ sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	157
Figura 150–Comportamento da Potência CC sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	157
Figura 151–Comportamento da Tensão CC sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	158
Figura 152–Comportamento da Corrente CC sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	158
Figura 153–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 1 sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	159
Figura 154–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 2 sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	159
Figura 155–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 3 sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	159
Figura 156–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 4 sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	160
Figura 157–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 5 sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	160
Figura 158–Comportamento da temperatura de operação do módulo FV 6 sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	160

Figura 159 – Comportamento da temperatura de operação média da planta FV sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	161
Figura 160 – Sobreposição das curvas de anomalias sob condições de sombreamento estático (Dia: 22/04/2019) . . . . .	162
Figura 161 – Condições de operação estimadas da planta FV (Dia: 22/04/2019) . . . . .	163

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Visão geral das abordagens de detecção de sombreamento analisadas . . . . .	35
Tabela 2 – Comparação de plataformas de IoT . . . . .	39
Tabela 3 – Principais características elétricas dos módulos YL250P-29b . . . . .	46
Tabela 4 – Principais dados elétricos do inversor modelo PHB1500-SS . . . . .	47
Tabela 5 – Principais características do sensor DS18B20 . . . . .	48
Tabela 6 – Parâmetros das equações de ajuste e Coeficientes de determinação, do inglês, <i>Coefficient of determination</i> (R2) para cada sensor. . . . .	53
Tabela 7 – Parâmetros da equação de ajuste e R2. . . . .	56
Tabela 8 – Principais parâmetros a monitorar em plantas FV segundo a norma IEC61724	56
Tabela 9 – Testes estatísticos de erro para os parâmetros analisados. . . . .	58
Tabela 10 – Resultados para testes estatísticos de erros relacionados à literatura . . . . .	58
Tabela 11 – Comportamento dos parâmetros elétricos e meteorológicos (Dias: 30/06/2018 e 02/07/2018) . . . . .	63
Tabela 12 – Comportamento dos parâmetros elétricos e meteorológicos (Dias: 18/09/2018 e 20/09/2018) . . . . .	67
Tabela 13 – Comportamento dos parâmetros elétricos e meteorológicos (Dias: 20/09/2018 e 26/09/2018) . . . . .	69
Tabela 14 – Estados do funcionamento da planta FV . . . . .	70
Tabela 15 – Comportamento diário dos parâmetros elétricos e meteorológicos (Dia: 19/07/2018)	72
Tabela 16 – Irradiância diária ( $W/m^2$ ) entre as 07:00h e as 11:00h . . . . .	77
Tabela 17 – Critério de estabilidade segundo o efeito de desempenho nos parâmetros operacionais de plantas FV durante condições de sombreamento. . . . .	79
Tabela 18 – Temperatura de operação do módulo FV No. 5 (Dia: 01/07/2018) . . . . .	134
Tabela 19 – Orçamento do SAD-IoT proposto. . . . .	164
Tabela 20 – Orçamento das soluções não comerciais analisadas . . . . .	164

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADC	Conversor Analógico/Digital, do inglês, <i>Analog Digital Converter</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCA	Centro de Ciências Agrárias
CLP	Controlador Lógico Programável, do inglês, <i>Programmable Logic Controller</i>
CMOS/TTL	<i>Complementary Metal Oxide Semiconductor/ Transistor Transistor Logic</i>
CSS3	<i>Cascading Style Sheets</i>
DBMS	Sistema de gerenciamento de banco de dados, do inglês, <i>Database Management System</i>
EWMA	Média Móvel Ponderada Exponencialmente, do inglês, <i>Exponentially Weighted Moving Average</i>
FV	fotovoltaicas
GPIO	Entrada/Saída de Uso Geral, do inglês, <i>General Purpose Input/Output</i>
HTML5	<i>HyperText Markup Language</i>
I2C	Circuito inter-integrado, do inglês, <i>Inter-Integrated Circuit</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IoT	Internet das Coisas, do inglês, <i>Internet of Things</i>
JSON	<i>Javascript Object Notation</i>
LCL	Limite de Controle Inferior, do inglês, <i>Lower Control Limit</i>
LEA	Laboratório de Energias Alternativas
LG	Linha-Terra, do inglês, <i>Line-Ground</i>
LL	Linha-Linha, do inglês, <i>Line-Line</i>
LoRa	Longo alcance, do inglês, <i>Long Range</i>
MAPE	Erro Percentual Absoluto Médio, do inglês, <i>Mean Absolute Percent Error</i>
MBE	Erro médio de polarização, do inglês, <i>Mean Bias Error</i>
MEWMA	Média Móvel Ponderada Exponencialmente Multivariada, do inglês, <i>Multivariate Exponentially Weighted Moving Average</i>
MPE	Erro Percentual Médio, do inglês, <i>Mean Percentage Error</i>
MPP	Ponto de Máxima Potência, do inglês, <i>Maximum Power Point</i>
MPPT	Seguimento do Ponto de Máxima Potência, do inglês, <i>Maximum Power Point Tracking</i>

MQTT	<i>Message Queue Telemetry Transport</i>
NEPAU	Núcleo de Ensino e Pesquisa em Agricultura Urbana
ODM	Modelo de um Diodo, do inglês, <i>One Diode Model</i>
PHP	<i>PHP: Hypertext Preprocessor</i>
PR	Taxa de Desempenho, do inglês, <i>Performance Ratio</i>
R2	Coefficientes de determinação, do inglês, <i>Coefficient of determination</i>
RMSE	Erro quadrático médio, do inglês, <i>Root Mean Square Error</i>
ROM	Memória somente leitura, do inglês, <i>Read Only Memory</i>
Rpi	<i>Raspberry Pi</i>
RTD	Detector de Temperatura por Resistência, do inglês, <i>Resistance Temperature Detectors</i>
SAD	Sistemas de Aquisição de Dados, do inglês, <i>Data Acquisition System</i>
SAD-IoT	sistema de aquisição e monitoramento de dados com comunicação por meio de Internet das Coisas, do inglês, <i>Internet of Things (IoT)</i>
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, do inglês, <i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SCL	Relógio Serial, do inglês, <i>Serial Clock</i>
SDA	Dados Seriais, do inglês, <i>Serial Data</i>
SMA	Média Móvel Simples, do inglês, <i>Simple Moving Average</i>
SS	Força de Sombreamento, do inglês, <i>Shading Strength</i>
SSMA	Média Móvel Simples de Janela Curta, do inglês, <i>Short-Window Simple Moving Average</i>
UCL	Limite de Controle Superior, do inglês, <i>Upper Control Limit</i>
UFC	Universidade Federal do Ceará
WM-EWMA	Média Móvel Ponderada Exponencialmente com várias escalas em onda pequena, do inglês, <i>Wavelet-based Multiscale EWMA</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

<i>Voc</i>	Tensão de Circuito Aberto, do inglês, <i>Open Circuit Voltage</i>
<i>Isc</i>	Corrente de Curto-Circuito, do inglês, <i>Short Circuit Current</i>
<i>FF</i>	Fator de Forma, do inglês, <i>Fill Factor</i>
<i>Pmax</i>	Potência de saída, do inglês, <i>Power output</i>
<i>GND</i>	Aterramento
<i>DATA</i>	Entrada/saída de dados
<i>VDD</i>	Alimentação
<i>G</i>	Irradiância
<i>Tmod</i>	Temperatura de operação
<i>Tamb</i>	Temperatura ambiente

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>25</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b>	<b>26</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos da Tese</b>	<b>29</b>
<b>1.2.1</b>	<i>Objetivo geral</i>	<b>29</b>
<b>1.2.2</b>	<i>Objetivos específicos</i>	<b>29</b>
<b>1.3</b>	<b>Contribuições da Tese</b>	<b>29</b>
<b>1.3.1</b>	<i>Contribuições científicas</i>	<b>29</b>
<b>1.4</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b>	<b>30</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>32</b>
<b>2.1</b>	<b>Abordagens de detecção de sombreamento</b>	<b>32</b>
<b>2.2</b>	<b>Sistemas de aquisição de dados e arquitetura da Internet das Coisas</b>	<b>36</b>
<b>2.3</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>40</b>
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>41</b>
<b>3.1</b>	<b>Arquitetura geral</b>	<b>41</b>
<b>3.2</b>	<b>Planta de geração fotovoltaica conectada à rede elétrica</b>	<b>46</b>
<b>3.3</b>	<b>Temperatura ambiente e temperatura de operação dos módulos FV</b>	<b>47</b>
<b>3.3.1</b>	<i>Calibração dos sensores de temperatura DS18B20</i>	<b>50</b>
<b>3.4</b>	<b>Irradiância solar</b>	<b>53</b>
<b>3.4.1</b>	<i>Calibração do ADC</i>	<b>54</b>
<b>3.5</b>	<b>Testes estatísticos de erro</b>	<b>56</b>
<b>3.6</b>	<b>Considerações finais</b>	<b>58</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>60</b>
<b>4.1</b>	<b>Comportamento da planta fotovoltaica limpa sob condições uniformes de irradiância</b>	<b>61</b>
<b>4.2</b>	<b>Experimentos de sombreamento realizados na planta FV do LEA-UFC</b>	<b>64</b>
<b>4.2.1</b>	<i>Experimento 1: Sombreamento estático</i>	<b>64</b>
<b>4.2.2</b>	<i>Experimento 2: Sombreamento dinâmico</i>	<b>67</b>
<b>4.3</b>	<b>Primeira abordagem da metodologia</b>	<b>69</b>
<b>4.3.1</b>	<i>Detecção de Anomalias</i>	<b>72</b>
<b>4.3.2</b>	<i>Identificação e classificação de sombreamento</i>	<b>75</b>



4.4	<b>Considerações finais</b> . . . . .	79
5	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	81
5.1	<b>Condição de operação normal</b> . . . . .	81
5.2	<b>Condição de sombreamento dinâmico natural</b> . . . . .	91
5.3	<b>Condição de sombreamento dinâmico artificial</b> . . . . .	102
5.4	<b>Condição de sombreamento estático</b> . . . . .	110
6	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	120
6.1	<b>Conclusões</b> . . . . .	120
6.2	<b>Trabalhos futuros</b> . . . . .	121
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	123
	<b>APÊNDICES</b> . . . . .	129
	<b>APÊNDICE A</b> – Conexão e configuração dos sensores DS18B20 . . . . .	129
	<b>APÊNDICE B</b> – Coleta de dados para calibração de sensores de temperatura DS18B20 . . . . .	134
	<b>APÊNDICE C</b> – Comparação de medições de temperatura ambiente, temperatura de operação e irradiância entre o SAD comercial e o SAD desenvolvido (Período: 04/07/2018 até 09/07/2018)	135
	<b>APÊNDICE D</b> – Configuração e conexão do conversor A/D ADS115 ao Raspberry Pi . . . . .	144
	<b>APÊNDICE E</b> – Experimento de condição de sombreamento dinâmico artificial . . . . .	146
	<b>APÊNDICE F</b> – Experimento de condição de sombreamento estático . . .	155
	<b>APÊNDICE G</b> – Orçamento do SAD-IoT proposto em comparação com soluções de monitoramento não comerciais reportadas na literatura. . . . .	164
	<b>APÊNDICE H</b> – Produção vinculada ao projeto de pesquisa . . . . .	165
	<b>ANEXOS</b> . . . . .	167
	<b>ANEXO A</b> – Testes estatísticos de erro . . . . .	168

## 1 INTRODUÇÃO

As plantas FV estão continuamente expostas a falhas que causam consideráveis perdas na geração de eletricidade (CHAIBI *et al.*, 2019). Estas falhas podem ocorrer devido a causas físicas, ambientais e elétricas, tanto no lado de Corrente Contínua (CC) e no lado de Corrente Alternada (CA). De acordo com a duração das falhas, dois tipos podem ser diferenciados: falhas temporárias e falhas permanentes (HARROU *et al.*, 2018). As falhas permanentes, incluindo curtos-circuitos e circuitos abertos, são persistentes e afetam a operação das plantas FV por um longo tempo. Em (MADETI; SINGH, 2017) é fornecido um resumo dos diferentes tipos de falhas que ocorrem nas plantas FV. Uma revisão sobre os desafios de proteção e diagnóstico de falhas em plantas FV pode ser encontrada em (PILLAI; RAJASEKAR, 2018). Conforme relatado em (PILLAI; NATARAJAN, 2019), as falhas de Linha-Linha, do inglês, *Line-Line* (LL) e Linha-Terra, do inglês, *Line-Ground* (LG) são as mais perigosas entre todas as falhas que podem ocorrer em plantas FV. Os autores mostraram que a compatibilidade dos padrões de proteção de falhas LL/LG disponíveis para sistemas FV requer uma análise detalhada para melhorar futuras técnicas de detecção de falhas.

Falhas temporárias desaparecem após um certo tempo ou em resposta a uma ação manual em casos de poeira/sujidade, folhas de árvores ou excrementos de pássaros. Conforme relatado em (FADHEL *et al.*, 2019), o sombreamento é uma das condições anormais mais recorrentes e prejudiciais que afetam as plantas FV. O sombreamento pode afetar total ou parcialmente a uma planta FV, resultando em formação de pontos-quentes (*hotspot*), incompatibilidades e perdas de desempenho, conforme descrito em (SATPATHY; SHARMA, 2019). Além disso, o sombreamento parcial dos módulos dentro de um arranjo FV devido a um obstáculo resulta na redução de tensão, corrente e potência do arranjo (JONES *et al.*, 2015). Segundo (SATPATHY; SHARMA, 2019), o sombreamento parcial entre os módulos FV ocorre principalmente devido a: (i) presença de nuvens, (ii) sombras de estruturas próximas, (iii) deposição de poeira e sujidade, (iv) ninhadas e excrementos de pássaros e (v) rachaduras no vidro externo dos módulos.

Diferentes tipos de sombreamento podem ser distinguidos de acordo com o tempo de impacto na potência de saída, conforme descrito em (BRESSAN *et al.*, 2015), i.e., sombreamento dinâmico, variável e estático. O sombreamento intermitente ou dinâmico é causado por nuvens em movimento rápido, o que dificulta a previsão. Este tipo de sombreamento tem um impacto baixo ou intermitente na geração de eletricidade. O sombreamento variável ocorre devido a árvores, prédios ou postes elétricos próximos ou como resultado de grandes nuvens, dependendo

da posição do sol e da hora do dia, causando impacto moderado na geração de eletricidade. Por outro lado, o sombreamento fixo ou estático é causado pelo acúmulo de poeira, folhas ou ninhadas e excrementos de pássaros. Este tipo de sombreamento tem um impacto duradouro na produção de eletricidade e resulta em consideráveis perdas de desempenho.

Embora as falhas de sombreamento sejam comuns e frequentemente momentâneas, detectá-las resulta extremamente importante no contexto da proteção de sistemas FV (PILLAI; RAJASEKAR, 2018). Conforme relatado por (PILLAI *et al.*, 2019), incidentes prolongados de sombreamento levam à formação de pontos-quentes e à degradação do módulo FV se permanecerem não detectados, afetando consideravelmente a vida útil dos módulos e danificando as células sombreadas.

## 1.1 Justificativa

O uso das fontes de energias renováveis está aumentando à medida que a demanda mundial de energia elétrica aumenta. Portanto, a confiabilidade, a segurança, o ciclo de vida e a melhoria de eficiência das plantas FV têm se tornado uma grande preocupação nas recentes pesquisas. O principal desafio para garantir a qualidade da operação, especialmente para plantas FV conectadas à rede, é garantir a confiabilidade e o bom desempenho, identificando e quantificando com precisão as perdas e falhas de desempenho (LIVERA *et al.*, 2019). Neste contexto, sistemas de monitoramento são necessários para garantir a produtividade operacional necessária e evitar custos de manutenção excessivamente caros.

Uma operação confiável e estável de qualquer instalação FV pode ser assegurada com um sistema de monitoramento eficaz. O principal objetivo dos SAD aplicados em plantas FV é fornecer informações sobre o desempenho do sistema monitorado. Tais sistemas permitem a análise em tempo real dos parâmetros operacionais dos módulos FV e detectam possíveis falhas que possam ocorrer, assim como as perdas de energia associadas. O desempenho das instalações FV é avaliado por meio de SAD, seja através do inversor ou de *hardware* proprietário para aquisição de dados (MADETI; SINGH, 2017). A grande maioria dos sistemas de monitoramento existentes fornece uma visão básica do rendimento energético e da Taxa de Desempenho, do inglês, *Performance Ratio* (PR), enquanto os *dashboards* mais sofisticados também podem alertar os operadores no caso de comportamento anormal do desempenho por meio de comparações em tempo real entre o rendimento energético esperado e o medido (LIVERA *et al.*, 2019).

Um progresso significativo nos SAD assim como o desenvolvimento de técnicas

de detecção de falhas aplicados em plantas FV tem sido alcançado em todo o mundo, embora em países como o Brasil, o custo dos SAD comerciais ainda represente um fator restritivo. As razões para este progresso foram a disponibilidade de *hardware* de baixo custo, o *software* livre e o desenvolvimento de novos algoritmos para as necessidades crescentes, com o objetivo de garantir a operação estável e confiável das plantas FV.

Embora novos algoritmos e técnicas tenham sido desenvolvidos, existem demandas de arquiteturas de monitoramento que ainda não foram atendidas. Nesse sentido, a implementação de ferramentas de diagnóstico de falhas é essencial para garantir a confiabilidade e o desempenho esperado das instalações FV, identificando rapidamente e quantificando com precisão a causa por trás das falhas ou perdas de energia. Além disso, a capacidade de detectar e diagnosticar possíveis falhas em um estágio inicial também é crucial para reduzir os custos associados à operação e manutenção e ao tempo de inatividade da planta (LIVERA *et al.*, 2019). Existem muitos parâmetros que devem ser levados em consideração e investigados ao projetar um sistema de monitoramento e detecção de falhas para melhorar a operação das plantas FV, aumentando a eficiência e a confiabilidade do processo. O uso de diferentes tecnologias e protocolos de comunicação requer um profundo conhecimento para fazer modificações nos SAD. Outra questão a considerar é a disponibilidade de informações históricas suficientes sobre a operação da planta FV a analisar, garantindo uma maior precisão.

Neste contexto, a justificativa para desenvolvimento da presente tese baseia-se nas seguintes premissas:

- Atualmente, o método mais popular de detecção de falhas é baseado em técnicas de análise de imagens (i.e. a extração de informações de imagens) (LIVERA *et al.*, 2019). Estas técnicas incluem termografia por infravermelho, fluorescência ultravioleta, fotoluminescência e eletroluminescência. Estas técnicas oferecem a capacidade de inspecionar uma planta FV existente e detectar com precisão uma série de falhas por meio da análise de imagens. Embora estas técnicas possam identificar quase todas as falhas conhecidas associadas a instalações FV, o processo é demorado e requer equipamento adicional (geralmente caro).
- Métodos baseados na análise de dados históricos de desempenho podem ajudar na detecção e classificação automatizadas de falhas em tempo real. A maioria destes métodos está principalmente relacionado à definição de níveis de limiares para cada parâmetro monitorado, em que a comparação do valor medido com o

valor esperado e o limiar definido pode fornecer informações sobre a condição de falha. Estes limiares podem ser estáticos (i.e. predefinidos) ou dinâmicos (i.e. são atualizados a partir dos valores medidos). A vantagem desta abordagem comparativa inclui a simplicidade de implementação em uma ampla gama de instalações FV, enquanto a desvantagem inclui a exigência de um modelo de simulação devidamente calibrado e testado. Vários algoritmos desenvolvidos detectam alterações no desempenho de sensores individuais, em vez de medições de correlação cruzada de vários sensores.

- Com os avanços atuais no campo da inteligência artificial e o desenvolvimento acelerado nas técnicas de análise de dados estatísticos, a detecção e classificação de falhas na infraestrutura de instalações FV atraíram muita atenção. No entanto, estes métodos são complexos e exigem um alto custo computacional além de um grande número de dados históricos para realizar o treinamento/teste e a implementação pode ser complicada para aplicações em tempo real. Outra limitação é a dificuldade de obter um conjunto de dados de treinamento que possa abranger todos os possíveis cenários de falhas. Tais métodos requerem um conhecimento prévio mínimo sobre a planta FV, mas dependem da disponibilidade e qualidade dos dados de entrada.
- Métodos de inspeção visual para detectar falhas requerem frequentes comparações visuais dos módulos FV para observar mudanças de cor e defeitos visíveis nos módulos. A avaliação visual é um dos métodos mais simples, rápidos e práticos utilizados na literatura para detectar defeitos e falhas visíveis, como delaminação, descoloração (amarelecimento e escurecimento), flexão, marcas de queimadura, quebra de vidro, células quebradas e rachadas, entre outros, no entanto, falhas como pontos-quentes ou a degradação induzida pela luz são muitas vezes invisíveis ao olho humano e só podem ser detectadas com o ajuda de ferramentas mais sofisticadas.

## 1.2 Objetivos da Tese

### 1.2.1 *Objetivo geral*

A presente tese tem como objetivo geral desenvolver uma metodologia de detecção e classificação de condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à rede elétrica. A metodologia compreende o uso de uma arquitetura economicamente viável e não invasiva projetada para o monitoramento da operação de plantas FV em tempo real.

### 1.2.2 *Objetivos específicos*

Os objetivos específicos da presente tese compreendem:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre abordagens de detecção de sombreamento e arquiteturas de monitoramento usando conceitos de IoT aplicadas a plantas FV.
- Implementar um SAD para acompanhar em tempo real o comportamento dos parâmetros meteorológicos e de geração elétrica da planta FV em análise.
- Desenvolver e validar uma metodologia para identificar condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à rede elétrica.
- Apresentar os resultados dos experimentos realizados para verificar a efetividade da metodologia proposta sob diferentes condições meteorológicas.

## 1.3 Contribuições da Tese

### 1.3.1 *Contribuições científicas*

Apesar da eficiência da inspeção visual e das técnicas de processamento de imagens na detecção e localização de falhas em plantas FV, são necessários tempo e equipamentos para a inspeção das plantas, o que nem sempre é viável e econômico. A partir das dificuldades levantadas, a presente Tese pretende contribuir com:

- Uma metodologia para detectar e classificar em tempo real condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à rede elétrica. A principal característica da metodologia proposta é que apenas os parâmetros meteorológicos e elétricos são necessários. Nem conjuntos de dados históricos nem parâmetros de simulações

prévias são necessários. Com este objetivo, uma técnica para a detecção de anomalias nos dados de operação da planta FV foi desenvolvida. Especificamente, as vantagens dos gráficos de controle de média móvel e dos parâmetros de transição de intensidade de sombreamento e irradiância para detectar desvios antecipados foram combinadas.

- Uma arquitetura baseada em IoT projetada para o monitoramento em tempo real de plantas FV conectadas à rede elétrica. Como a maioria das abordagens de detecção de sombreamento requer parâmetros elétricos e meteorológicos, a arquitetura de monitoramento proposta é flexível para integrar abordagens relatadas na literatura. Adicionalmente, a arquitetura utiliza as medições disponíveis pelo fabricante do inversor sem *hardware* adicional. Com o objetivo de fornecer uma arquitetura de monitoramento não invasiva e de baixo custo, um Minerador Web (*web-crawler*) é desenvolvido para baixar os dados elétricos fornecidos pelo inversor. Esta estratégia reduz os custos de implementação e manutenção do projeto, pois não são necessários sensores adicionais, eliminando componentes defeituosos em plantas FV padronizadas e inspecionadas. A arquitetura proposta é flexível para ser implementada em diferentes locais e configurações de plantas FV, atendendo aos requisitos de precisão estabelecidos pelas diretrizes IEC61724.

#### 1.4 Estrutura do Trabalho

O plano da presente Tese consiste em um resumo, uma introdução que apresenta os objetivos e a metodologia do trabalho, bem como o plano de desenvolvimento da Tese; e vários capítulos como descrito a seguir:

- Capítulo 2: apresenta uma revisão bibliográfica sobre abordagens de detecção de sombreamento e arquiteturas de monitoramento usando conceitos de IoT aplicadas a plantas FV.
- Capítulo 3: apresenta uma descrição da planta FV instalada no LEA-UFC utilizada para o desenvolvimento da pesquisa bem como do SAD desenvolvido e dos componentes que são parte da solução proposta.
- Capítulo 4: apresenta o desenvolvimento e validação da metodologia proposta para identificar condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à

rede elétrica.

- Capítulo 5: apresenta os resultados dos experimentos realizados para verificar a efetividade da metodologia proposta sob diferentes condições meteorológicas.
- Capítulo 6: apresenta as conclusões da pesquisa nas diferentes etapas de realização do projeto. Uma discussão sobre as vantagens e limitações da metodologia proposta é apresentada junto com os trabalhos futuros.



## 2 REVISÃO DA LITERATURA

No presente capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre abordagens de detecção de sombreamento e arquiteturas de monitoramento usando conceitos de IoT aplicadas a plantas FV relatadas na literatura. São apresentadas as vantagens e desvantagens de cada uma delas a fim de comparação.

### 2.1 Abordagens de detecção de sombreamento

Várias abordagens de diagnóstico e detecção têm sido relatadas na literatura para abordar os efeitos das condições de sombreamento em plantas FV. Um procedimento para diferenciar entre falhas por sombreamento parcial e total foi proposto em (HOSSEINZADEH; SALMASI, 2016). A relação de tensão definida e a diferença entre a potência adquirida e a estimada são usadas como indicadores para detectar as falhas de sombreamento. A principal vantagem do procedimento proposto é que permite detectar falhas de sombreamento nas operações de rastreamento do Ponto de Máxima Potência, do inglês, *Maximum Power Point* (MPP) e não MPP, falha do controlador local e falha de curto-circuito individualmente. Apesar dos resultados alcançados, a eficiência do procedimento proposto foi validada apenas por meio de simulações, sem testar dados de plantas FV em condições reais.

Uma abordagem de detecção de falhas baseada em modelo para identificar sombreamentos temporários e falhas elétricas no lado CC de plantas FV foi apresentada em (GAROUDJA *et al.*, 2017b). Parâmetros elétricos e meteorológicos são coletados a cada segundo por um SAD comercial com acesso à Internet. A eficiência da abordagem proposta foi avaliada usando dados de uma planta FV conectada à rede instalada no Centro de Desenvolvimento de Energia Renovável em Argel, Argélia. Como vantagens, a abordagem proposta permite a detecção de diferentes tipos de falhas, como falhas de curto-circuito, circuito aberto e sombreamento, utilizando indicadores de corrente e tensão. Apesar das vantagens, variáveis estimadas de simulações prévias são necessárias como parâmetros de entrada para o modelo e apenas as coordenadas de corrente e tensão do MPP são analisadas. Conforme destacado pelos autores, a abordagem proposta não identifica corretamente as falhas de sombreamento pois existem outros parâmetros como tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e fator de preenchimento ( $FF$ ) não examinados que são significativamente afetados por essa falha.

Em (YAHYAOUÏ; SEGATTO, 2017), dois indicadores de corrente e tensão para

analisar e distinguir, em tempo real, falhas relacionadas a módulos FV *bypassados*, arranjos de módulos chamados *strings* em circuito aberto e sombreamento parcial são propostos. O sistema de monitoramento usado inclui um SAD comercial para aquisição de dados e uma célula solar de referência para medir a irradiância a cada 5 minutos. A eficiência da abordagem proposta foi testada usando dados de uma planta FV conectada à rede instalada no Laboratório do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo, no Brasil. Embora a abordagem apresentada permita determinar o número total de módulos FV e/ou *strings* defeituosas, algumas falhas como erro de Seguimento do Ponto de Máxima Potência, do inglês, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), sombreamento parcial, envelhecimento e degradação não podem ser corretamente identificadas.

Um método de detecção de falhas para monitorar plantas FV com base em gráficos de controle estatístico foi apresentado em (HARROU *et al.*, 2018). Dados meteorológicos e elétricos são coletados por um SAD comercial com acesso à Internet. A diferença entre os parâmetros das coordenadas MPP medidas e estimadas a partir do Modelo de um Diodo, do inglês, *One Diode Model* (ODM) é usada como dado de entrada do gráfico de Média Móvel Ponderada Exponencialmente Multivariada, do inglês, *Multivariate Exponentially Weighted Moving Average* (MEWMA). Embora a abordagem proposta tenha sido validada por meio de dados de operação em condições reais de uma planta FV conectada à rede, segundo os autores, a abordagem não permite discriminar corretamente entre falhas elétricas e de sombreamento. Falhas como degradação e sombreamento não podem ser identificadas usando apenas as coordenadas MPP de corrente e tensão, dado que o sombreamento de um módulo FV ou de uma pequena porção dele não afeta necessariamente as coordenadas MPP de corrente e tensão simultaneamente.

Uma abordagem de detecção e diagnóstico de falhas usando inteligência artificial para identificar diferentes tipos e níveis de falhas em plantas FV foi proposta em (CHEN *et al.*, 2019). A abordagem proposta está baseada nas curvas características de saída Corrente vs Tensão (curvas I-V) e em parâmetros meteorológicos. Para validar a abordagem proposta, um modelo de simulação baseado em Simulink foi desenvolvido para obter conjuntos de dados de simulação e de falhas experimentais. Embora os autores argumentem que as curvas I-V sejam mais precisas e confiáveis para detectar e distinguir falhas nos módulos FV, estas são difíceis de obter em tempo real pelos inversores comerciais comuns. Portanto, a abordagem proposta é mais adequada para a detecção e diagnóstico de falhas *offline* de plantas FV usando um traçador de curva I-V.

Em (FADHEL *et al.*, 2019) foi proposta uma abordagem de detecção e classificação de falhas para a identificação de sombreamento em plantas FV. A abordagem proposta utiliza as curvas I-V geradas em condições saudáveis e sob falhas de sombreamento para criar os bancos de dados de treinamento e teste. Segundo os autores, a abordagem proposta não está limitada pela quantidade de módulos ou pela configuração da planta FV e utiliza apenas as medições de corrente e tensão disponíveis. No entanto, o método depende da qualidade das curvas adquiridas pelos traçadores de curva I-V sob diferentes condições ambientais em cada caso de estado de funcionamento (incluindo estado normal e sob falha).

Uma abordagem de detecção de falhas para monitorar o lado CC de plantas FV em ambientes ruidosos é apresentada em (HARROU *et al.*, 2019). Os dados meteorológicos e elétricos usados como entradas são adquiridos com uma taxa de amostragem de 1 minuto por meio de um SAD comercial. A abordagem proposta integra a representação de dados em várias resoluções com a sensibilidade a pequenas alterações do esquema Média Móvel Ponderada Exponencialmente, do inglês, *Exponentially Weighted Moving Average* (EWMA), num modelo chamado Média Móvel Ponderada Exponencialmente com várias escalas em onda pequena, do inglês, *Wavelet-based Multiscale EWMA* (WM-EWMA). A abordagem WM-EWMA foi aplicada ao modelo de simulação de resíduos não correlacionados usando o ODM. Embora a filtragem baseada em ondas pequenas seja uma estratégia estatística poderosa para uma separação eficaz dos dados com ruído, um conjunto de dados de treinamento sem falhas para definir os limites de controle da abordagem de monitoramento é necessário.

Um procedimento para distinguir entre condições operacionais saudáveis e sob falhas em plantas FV por meio de indicadores de corrente, tensão e potência foi proposto em (CHAIBI *et al.*, 2019). Para cada indicador, um limiar superior e inferior foi estabelecido por tentativa e erro. Segundo os autores, a abordagem proposta permite detectar as falhas mais comuns, tais como falhas de curto-circuito e circuito aberto, desconexão do inversor e sombreamento parcial. O ODM é adotado para gerar um modelo FV confiável em que as coordenadas MPP são estimadas para simular uma planta FV operando em condições reais. Um SAD comercial foi usado para adquirir todas as variáveis. Segundo os autores, os indicadores propostos dependem apenas das variáveis elétricas da planta FV e não são influenciados pelas condições climáticas. Apesar das vantagens reportadas, a abordagem proposta está limitada pela precisão dos indicadores propostos e não pode distinguir corretamente entre falhas por sombreamento parcial e por desconexão do inversor.

Uma breve comparação das vantagens e limitações das abordagens citadas é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Visão geral das abordagens de detecção de sombreamento analisadas

Referência	Ano	Vantagens	Limitações
(HOSSEINZADEH; SALMASI, 2016)	2016	- Capacidade de diferenciar entre sombreamento parcial e uniforme. - Adequado para instalações FV de grande porte.	- Validação de eficiência por meio de simulações. - Efeito de diodos de <i>bypass</i> não considerado.
(GAROUJJA <i>et al.</i> , 2017b)	2017	- Capacidade de identificar sombreamento temporário e falhas elétricas no lado CC. - A severidade das falhas pode ser detectada.	- Variáveis estimadas a partir de simulações anteriores são necessárias como entradas. - Apenas as coordenadas MPP de corrente e tensão são analisadas. - Adequado para instalações FV de pequeno porte.
(YAHYAOU; SEGATTO, 2017)	2017	- Capacidade de determinar o número total de módulos FV e <i>strings</i> com falha.	- Falhas de MPPT, sombreamento parcial, envelhecimento e degradação não podem ser distinguidos corretamente.
(HARROU <i>et al.</i> , 2018)	2018	- Pode ser implementado em sistemas baseados em MPPT.	- Não pode distinguir entre falhas elétricas e sombreamento.
(CHEN <i>et al.</i> , 2019)	2019	- Diferentes tipos e níveis de falhas podem ser distinguidas.	- Adequado para detecção de falhas <i>offline</i> usando um traçador de curvas I-V. - Requer um conjunto de dados predeterminado para treinar e estabelecer o modelo de detecção.
(FADHEL <i>et al.</i> , 2019)	2019	- Capacidade de discriminar entre dados saudáveis e defeituosos sob diferentes configurações de sombreamento.	- Adequado para diagnóstico <i>offline</i> usando um traçador de curva I-V.
(HARROU <i>et al.</i> , 2019)	2019	- Filtragem baseada em ondas para reduzir o efeito do ruído nos dados analisados.	- Resíduos de simulações anteriores são usados como entrada do modelo. - É necessário um conjunto de dados de treinamento sem falhas para definir os limites de controle.
(CHAIBI <i>et al.</i> , 2019)	2019	- Foram definidos três indicadores de estado para detectar e diagnosticar falhas.	- Os limiares superior e inferior dos indicadores foram estabelecidos por tentativa e erro. - Não pode distinguir entre sombreamento parcial e desconexão do inversor.

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Apesar de todos os avanços relatados na literatura, as plantas FV ainda são altamente vulneráveis à ocorrência de incidentes que reduzem significativamente o desempenho, a segurança e o tempo de vida útil dos módulos FV. As abordagens de detecção e diagnóstico de falhas em plantas FV geralmente exigem que vários parâmetros sejam coletados e analisados e, independentemente da técnica usada, dados meteorológicos e elétricos são necessários.

Em função das limitações das abordagens pesquisadas na revisão bibliográfica, na presente tese é proposta uma metodologia de detecção e classificação de condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à rede elétrica. O aspecto principal da metodologia proposta é que apenas parâmetros meteorológicos e elétricos instantâneos são necessários. Desta forma, não são necessários dados históricos para o procedimento de treinamento nem parâmetros de simulações anteriores.

## **2.2 Sistemas de aquisição de dados e arquitetura da Internet das Coisas**

Na literatura podem ser encontradas diferentes soluções para monitorar plantas FV isoladas e conectadas à rede elétrica. Uma revisão geral das arquiteturas e características de vários sistemas de monitoramento FV com base em diferentes métodos é apresentada em (RAHMAN *et al.*, 2018).

Embora o custo dos SAD comerciais tenha diminuído nos últimos anos, o equipamento ainda é caro e, em alguns casos, o preço excede o custo de uma planta FV (LÓPEZ-VARGAS *et al.*, 2019). Os SAD em tempo real são geralmente encontrados em plantas FV de grande porte dado que um monitoramento mais complexo e os custos relativamente altos tornam esses sistemas impraticáveis para os clientes de micro e mini geração de eletricidade (PEREIRA *et al.*, 2018). Conforme apresentado em (LÓPEZ-VARGAS *et al.*, 2019), as soluções comerciais ainda apresentam algumas desvantagens, por exemplo, demanda de habilidades específicas e protocolos de comunicação proprietários.

Embora os SAD comerciais tenham sido aplicados gradualmente em pequenas instalações FV, esses sistemas ainda não atendem os requisitos de cada instalação pois o usuário final não pode adicionar novas funcionalidades (ANTONIO; ÁNGEL, 2019). Portanto, para superar essa limitação, diferentes SAD economicamente viáveis para plantas FV de pequena e média escala são relatados na literatura, e.g., (PEREIRA *et al.*, 2018) e (PAREDES-PARRA *et al.*, 2018).

Segundo (ROUIBAH *et al.*, 2019), a tendência é que os novos SAD apresentem cada

vez mais características no âmbito de IoT. IoT entende a comunicação entre dispositivos sem a intervenção de humanos em que cada dispositivo representa uma pequena parte da Internet. Diferentes SAD que trocam informação em um ambiente de IoT são encontrados na literatura (MALCHE *et al.*, 2019).

IoT é uma área promissora que apresenta vantagens para aplicações na área das energias renováveis (TYAGI *et al.*, 2018). As tecnologias sem fio têm sido amplamente utilizadas no caso de sistemas descentralizados, embora o cabo Ethernet também seja uma alternativa para sistemas centralizados (PEREIRA *et al.*, 2018). Diversas técnicas de comunicação sem fio foram estudadas e aplicadas na literatura (AHMED *et al.*, 2016). Algumas tecnologias como Bluetooth ou Zigbee cobrem distâncias curtas (100 m é o alcance máximo sem repetidores) conforme relatado por (HUA *et al.*, 2009), e suportam redes sem fio simples.

Por outro lado, o Wi-Fi é uma tecnologia sem fio de curto alcance que desempenha um papel cada vez mais importante nos ambientes de IoT (ITU, 2016). Essa tecnologia opera em um raio de 300 m, embora a tecnologia Wi-Fi 802.11ah cubra um alcance de até 1000 m, conforme relatado em (ITU, 2016). Isso torna o Wi-Fi uma solução mais flexível que o Bluetooth ou o Zigbee para atender aos requisitos de cobertura de comunicação da área.

Em relação às plataformas de IoT, diferentes projetos de baixo custo são relatados na literatura. Um SAD portátil usando a plataforma de código aberto Arduino para monitoramento de plantas FV é apresentado em (FUENTES *et al.*, 2014). A solução proposta alcança um custo de aproximadamente 60 € (sessenta euros) e, segundo os autores, o SAD pode ser personalizado para as necessidades específicas de cada projeto com um baixo custo. Também em (LÓPEZ-VARGAS *et al.*, 2019) é apresentado um SAD de baixo custo baseado no Arduino para o monitoramento de uma planta FV autônoma. O custo do protótipo, testado e validado sob condições reais é de aproximadamente 81 € (oitenta e um euros) sem sensores nem estação meteorológica.

Uma solução de monitoramento sem fio de baixo custo baseada na tecnologia de Longo alcance, do inglês, *Long Range* (LoRa) é apresentada em (ANTONIO; ÁNGEL, 2019). A solução proposta, com um custo de 39.26 € (trinta e nove vírgula vinte e seis euros), permite avaliar o desempenho da planta FV em tempo real. As placas Arduino One e o Arduino Nano são usadas como plataformas para o *hardware* do nó final. A placa Rpi foi utilizada para projetar o *gateway* LoRa.

Em (CHASE *et al.*, 2018), os autores apresentaram uma plataforma autônoma e de

baixo custo, desenvolvida para o monitoramento de parâmetros ambientais. A plataforma foi construída usando o microcontrolador ESP8266, comunicação Wi-Fi, módulos FV, sensores de temperatura do ar, pressão atmosférica, tensão e corrente. O custo total da solução proposta foi de 70 € (setenta euros) e, segundo os autores, o SAD é escalável dado que novos sensores podem ser adicionados à medida que novas demandas surgem - uma característica que não pode ser implementada com facilidade nos SAD comerciais.

Um SAD para monitorar plantas FV autônomas via sitio web e aplicativo móvel é proposto em (LÓPEZ-VARGAS *et al.*, 2018). A tecnologia sem fio 3G é incorporada juntamente com uma plataforma IoT aberta baseada em Nuvem. O custo final do protótipo, incluindo sensores e conectividade, foi de aproximadamente 141 € (cento e quarenta e um euros), com um custo de manutenção devido ao uso de um cartão SIM 3G.

Em (ZAGO; FRUETT, 2017) é proposto um dispositivo IoT de baixo custo desenvolvido para medir e quantificar a geração de módulos FV isolados. Vários nós de sensores se comunicam entre si até que as informações finais cheguem ao *hub* central. Segundo os autores, este *hub* pode gerenciar redes com centenas de nós de sensores, armazenando os dados localmente e sendo capaz de transmitir informações para os serviços em Nuvem. A plataforma do *hub* é baseada na placa Rpi3 que se comunica com os nós baseados no Arduino Uno R3 via XBeeZigbee. O custo total para fabricar os nós foi de 30 € (trinta euros) enquanto o custo do *hub* foi de 60 € (sessenta euros). Apesar das vantagens do projeto, apenas parâmetros elétricos são monitorados.

Na Tabela 2 é mostrada uma comparação de plataformas de IoT, focada nas características e custos de *hardware*. De acordo com a Tabela 2, o Rpi Zero W é mais vantajoso se comparado às outras plataformas, apesar da falta de pinos analógicos. O Rpi Zero W, quando comparado com a maioria dos outros sistemas embarcados baseados em Linux, mostra vantagens como melhor relação custo/benefício, maior comunidade de usuários, variedade de linguagens de programação e comunicação, disponibilidade de pinos Entrada/Saída de Uso Geral, do inglês, *General Purpose Input/Output* (GPIO) e interface gráfica (PEREIRA *et al.*, 2018).

Considerando as dificuldades tecnológicas e de custo descritas na literatura, a presente tese propõe uma arquitetura para um sistema de aquisição e monitoramento de dados com comunicação por meio de IoT (SAD-IoT) econômica e flexível. Embora vários trabalhos apresentem arquiteturas de baixo custo baseadas em ambientes IoT para monitorar plantas FV, a arquitetura aqui proposta para detectar e classificar condições não ideais de operação de plantas

Tabela 2 – Comparação de plataformas de IoT

Parâmetros	Plataforma					
	Arduino Uno	Arduino Mega	Rpi Zero W	Rpi 3	BeagleBone Black	UDOO Dual/Quad
Processador	ATmega 328P	ATmega 2560	BCM2835 32 bits 1GHz ARM11	Quad Core 1.2GHz Broadcom BCM2837 64 bits ARM Cortex-A53	AM3358 ARM Cortex-A8	Atmel SAM3X8E ARM Cortex-M3 CPU
RAM	32 KB	256 KB	512 MB	1 GB	512 MB	1 GB
Tensão de operação	5 V USB	5 V USB	5 V USB	5 V USB	5 V USB	3.3 V
Consumo de energia (mA)	50	50	100	300	210	315
Sistema operacional	-	-	Raspbian, Ubuntu, Android, ArchLinux, FreeBSD, Fedora, RISC OS	Raspbian, Ubuntu, Android, ArchLinux, FreeBSD, Fedora, RISC OS	Linux Angstorm	Ubuntu, Android, Linux, ArchLinux
Linguagem de programação	C++ (Arduino IDE)	C++ (Arduino IDE)	C, C++, Python, Java	C, C++, Python, Java	C, C++, Python, Java	Arduino, C, C++, Java
Protocolos de Comunicação	SPI, UART, I2C	SPI, UART, I2C	SPI, UART, I2C, WiFi BLE	SPI, UART, I2C, WiFi BLE	SPI, UART, I2C, CAN bus	I2C, UART, SPI, WiFi
Entradas analógicas	6	16	0	0	7	14
Pinos de E/S digitais	14	54	40	40	65	76
Portas USB	1	1	1	4	1	5
LAN (Mbit)	-	-	-	10/100 Ethernet	10/100 Ethernet	10/100/1000 Ethernet
Modulo WiFi	-	-	2.4GHz 802.11n wireless LAN	BCM43438 802.11 b/g/n wireless LAN	-	GWF-3M08 2,4 GHz wireless LAN
Dimensões (mm)	68,6 × 53,4	101,5 × 53,3	65 × 30	85 × 56	86,4 × 53,3	110 × 85
Peso (g)	25	37	9	42	39,7	120-170
Preço (USD)	22	38.5	10	35	45	99-135
Fonte	(Uno, 2018)	(MEGA, 2018)	(RPiZW, 2018)	(RPi3, 2018)	(RPi3, 2018)	(RPi3, 2018)

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

FV conectadas à rede elétrica é uma inovação. Como estudo de caso, a arquitetura desenvolvida é validada sob condições reais de operação de uma planta FV para distinguir entre condições operacionais normais, sombreamento parcial devido à presença de nuvens intermitentes (i.e., sombreamento dinâmico natural) ou sombreamento artificial por experimentos realizados (i.e.,



sombreamento estático e dinâmico artificial).

### **2.3 Considerações finais**

Neste Capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica referente à base teórica envolvida nesta Tese. Na seção 2.1, diferentes abordagens de detecção de sombreamento relatados na literatura foram analisados. Sistemas de aquisição e monitoramento de dados aplicados a plantas de energias renováveis são descritos junto com arquiteturas de IoT. Esta revisão norteou o desenvolvimento de uma metodologia de detecção e classificação de condições não ideais de operação de plantas FV conectadas à rede elétrica.

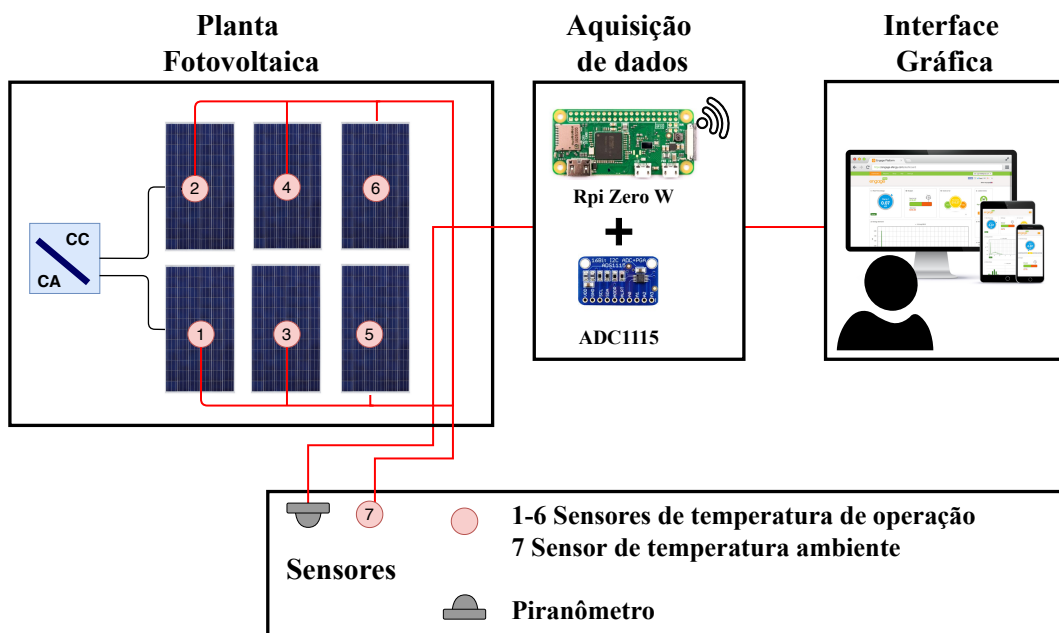
### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste Capítulo é apresentada uma descrição da planta de geração FV conectada à rede elétrica instalada na Universidade Federal do Ceará (UFC) usada no desenvolvimento desta pesquisa, bem como os materiais utilizados e a formulação matemática necessária para uma posterior análise dos resultados.

#### 3.1 Arquitetura geral

A pesquisa foi realizada nas dependências do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da UFC que tem parceria com o Núcleo de Ensino e Pesquisa em Agricultura Urbana (NEPAU) do Centro de Ciências Agrárias (CCA) da UFC. O LEA se localiza no Campus do Pici, próximo à Avenida Mister Hull, Fortaleza/CE. O esquemático da arquitetura geral utilizada nesta pesquisa é mostrado na Figura 1. A arquitetura é baseada em elementos de *hardware*, *software* e serviços em Nuvem. Basicamente, é composta por uma planta FV, um bloco de aquisição de dados, diferentes sensores e uma interface gráfica. Como ilustrado na Figura 1, dentre os elementos de *hardware* foram utilizados seis sensores para medir a temperatura de operação dos módulos FV, um sensor para medir a temperatura ambiente e um piranômetro para acompanhar a irradiância solar.

Figura 1 – Diagrama esquemático da arquitetura geral



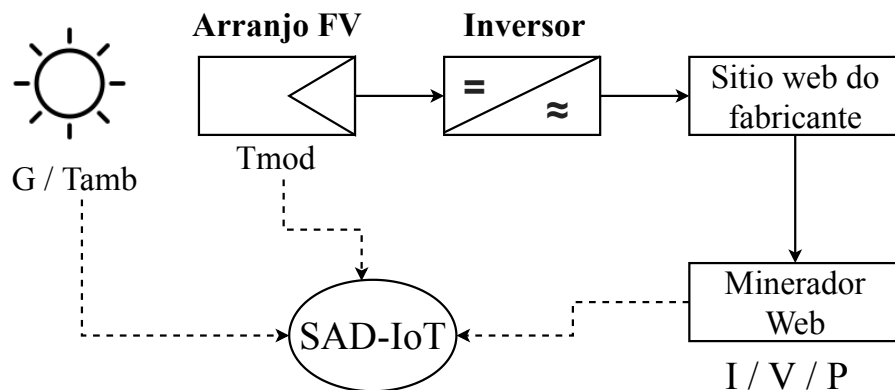
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

O *hardware* selecionado para aquisição de dados é baseado na plataforma Rpi Zero W em conjunto com um conversor ADC modelo ADS1115. A plataforma de aquisição de dados foi projetada de maneira a permitir que os usuários tenham acesso aos dados coletados em tempo real através de uma interface gráfica também desenvolvida para a presente Tese. Os componentes eletrônicos foram colocados em uma caixa de plástico, tornando-os resistentes à poeira e à água.

A arquitetura do SAD-IoT desenvolvido nesta pesquisa é ilustrada na Figura 2, em que  $G$  simboliza a irradiância solar,  $T_{amb}$  representa a temperatura ambiente,  $T_{mod}$  representa a temperatura de operação de cada módulo FV e  $I$ ,  $V$  e  $P$  representam as informações de geração elétrica (i.e., corrente, tensão e potência, respectivamente) da planta FV.

O SAD-IoT proposto tem um intervalo de amostragem de um minuto para monitorar e analisar continuamente os dados coletados. Os valores de irradiância e temperatura são obtidos pela média de sessenta medidas instantâneas coletadas a cada minuto. As informações de geração elétrica são coletadas a cada minuto por um Minerador Web (*Web Crawler*) desenvolvido para fazer a descarga de medições instantâneas fornecidas pelo fabricante do inversor.

Figura 2 – Diagrama esquemático do sistema de monitoramento fotovoltaico

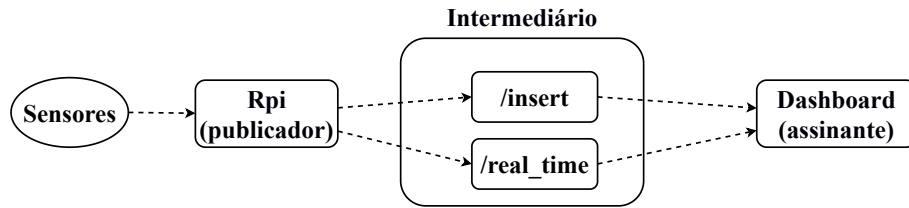


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A partir do desenvolvimento do *software* do SAD-IoT, optou-se pelo uso da IoT para aplicar protocolos de gerenciamento associados ao *Message Queue Telemetry Transport* (MQTT) que faz uso do modelo de publicação e assinatura (*publish/subscribers*) para transferir mensagens informando os dados da operação da planta FV monitorada. O diagrama de blocos da arquitetura de monitoramento proposta, com comunicação por meio de IoT usando o protocolo MQTT proposto é mostrado na Figura 3.

O protocolo MQTT é um padrão aberto para comunicação entre dispositivos. Diferente de outros protocolos de comunicação, a arquitetura do MQTT define que o dispositivo é responsável por enviar (*publish*) as informações ao servidor, que opera como um servidor

Figura 3 – Diagrama de blocos da arquitetura IoT proposta usando o MQTT



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

(*broker*). Tendo conhecimento dos clientes que estão interessados nas informações enviadas (*subscribers*), o servidor retransmite as informações recebidas. Os dispositivos sensores são considerados clientes que se conectam a um servidor (*broker*). As mensagens a serem transmitidas são publicadas para um endereço (chamado de tópico), que assemelha-se a uma estrutura de diretórios em um sistema de arquivos. Clientes, por sua vez, podem se inscrever para vários tópicos, tornando-se assim capazes de receber as mensagens que outros clientes publicam neste tópico.

O *software* embarcado armazenado no servidor é responsável por receber os dados enviados dos sensores para o tópico */insert* e salvá-los no banco de dados usando o protocolo MQTT. Como Sistema de gerenciamento de banco de dados, do inglês, *Database Management System* (DBMS) foi usado o PostgreSQL e como servidor do MQTT foi escolhido o Mosquitto. Os dados são enviados para o servidor no formato *Javascript Object Notation* (JSON) e armazenados na tabela específica. Os dados enviados para o tópico */realtime* são exibidos na interface gráfica. O *software* embarcado desenvolvido é baseado em *software* livre, permitindo a distribuição *online*, o uso gratuito e se comunica com um servidor na Nuvem de forma sem fio via *WiFi*.

Para atender os requisitos de interface do usuário apresentados na Figura 1, uma plataforma *Web* foi desenvolvida para interagir com o usuário e acompanhar em tempo real o estado de funcionamento da planta FV monitorada. A plataforma é implantada usando uma imagem do servidor de aplicação Apache dentro de um *container Docker*. Esta configuração facilita o isolamento e a reprodutibilidade dos ambientes de teste, desenvolvimento e produção. O que estiver dentro dos *containers* separados, não irá afetar os outros ambientes pois tudo está encapsulado em uma mesma unidade.

O *front-end* da plataforma *Web* é baseado em *HyperText Markup Language* (HTML5) e *Cascading Style Sheets* (CSS3) devido à compatibilidade com os principais navegadores e sua otimização em dispositivos móveis, enquanto o *back-end* executa *Javascript* e *PHP: Hypertext*

*Preprocessor* (PHP) com auxílio da biblioteca *Highcharts* para exibir os gráficos referentes ao monitoramento.

Cada usuário tem um *login* e uma senha associados para acessar a plataforma *Web*, dependendo da permissão fornecida. Após o processo de autenticação, os usuários são redirecionados para a página inicial da plataforma, ilustrada na Figura 4. A interface *Web* desenvolvida é adequada para *smartphones*, *tablets* e outros dispositivos compatíveis com uma conexão à Internet.

Figura 4 – Página inicial da plataforma *Web*



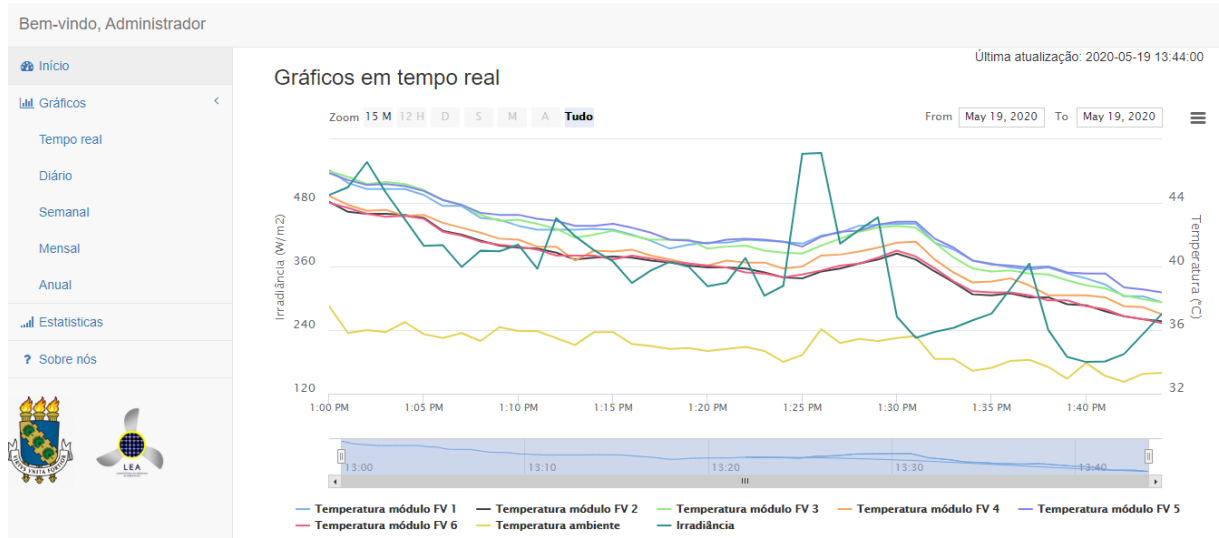
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A plataforma *Web* fornece gráficos e estatísticas diárias, semanais, mensais, anuais e em tempo real. Dados de irradiância, temperatura ambiente, temperatura de operação da planta FV e dados de geração elétrica, bem como a data da última atualização são mostrados na página inicial da plataforma. Para facilitar a visualização dos dados, uma média da temperatura de operação de cada módulo FV é assumida como a temperatura de operação da planta FV.

Na plataforma, o usuário pode escolher quais sensores são mostrados, bem como selecionar se quer visualizar dados atuais, históricos ou em tempo real, conforme apresentado na Figura 5. O usuário também pode escolher o intervalo de amostragem desejado com o filtro por períodos de tempo, o que permite que cada dado do sensor seja visto em um gráfico mais detalhado. Também existe a possibilidade de acessar os *logs* de monitoramento de todos os sensores configurados, bem como exportar e imprimir as informações em diferentes formatos (por exemplo, PNG, JPEG, PDF e SVG para gráficos, PDF, XLS e CSV para *logs*).

Para verificar a precisão do SAD-IoT proposto em condições reais, é realizada uma comparação com um SAD comercial composto por um Sistema de Supervisão e Aquisição de

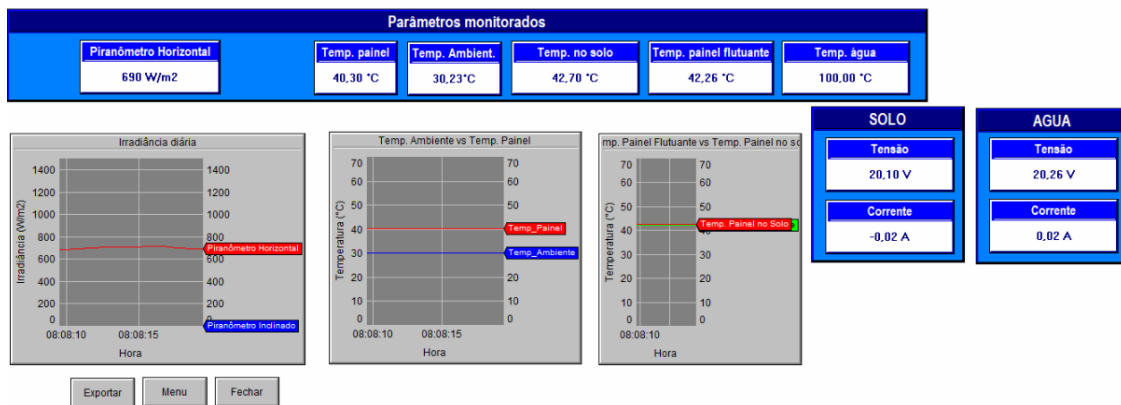
Figura 5 – Interface em tempo real da plataforma Web



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Dados, do inglês, *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) com um Controlador Lógico Programável, do inglês, *Programmable Logic Controller* (CLP) modelo Twido TWDLC-E40DRF (TWIDO, 2018). O SAD comercial utilizado é composto por um *software* para monitorar, supervisionar e armazenar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de *drivers* específicos. A programação do CLP é efetuada pelo *software* TwidoSuite V2.20, sendo a interface com o computador efetuada através do *Driver Modicon Modbus*, que serve para implementar o protocolo de comunicação. O CLP faz aquisição de dados a cada minuto, em que as informações, depois de coletadas, são exportadas para um arquivo em *Excel* (MENDONÇA, 2016). A interface desenvolvida para a captura de dados é mostrada na Figura 6.

Figura 6 – Sistema supervisorio para coletar e armazenar dados: Interface desenvolvida para a captura de dados



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 3.2 Planta de geração fotovoltaica conectada à rede elétrica

A planta FV utilizada na pesquisa é composta por 6 módulos de silício policristalino do fabricante Yingli Solar modelo YL250P-29b, mostrada na Figura 7. Todos os módulos são orientados para o Norte geográfico com um ângulo de inclinação de  $10^\circ$  e são agrupados em fileiras de três. Os módulos FV estão conectados em série, com potência individual de 250 Wp, totalizando uma potência nominal de 1,50 kWp. Cada módulo possui uma área de  $1,62 \text{ m}^2$  com a seguinte distribuição 1,64 m de comprimento e 0,90 m de largura, totalizando uma área útil de  $9,74 \text{ m}^2$ . As principais características elétricas dos módulos YL250P-29b são ilustradas na Tabela 3.

Figura 7 – Planta FV instalada no LEA



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 3 – Principais características elétricas dos módulos YL250P-29b

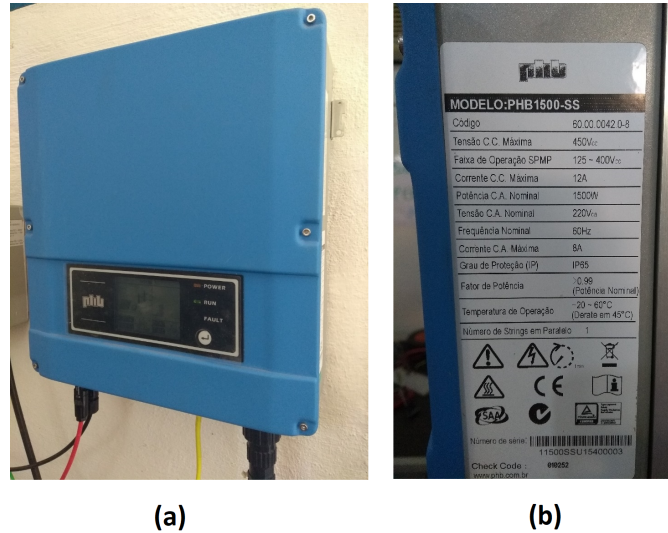
Parâmetro	Valor	Unidade
Temperatura de operação	-40~85	°C
Potência de saída ( $P_{max}$ )	250	W
Tensão em $P_{max}$	29,8	V
Corrente em $P_{max}$	8,39	A
Tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ )	37,6	V
Corrente em curto circuito ( $I_{sc}$ )	8,92	A
Eficiência do módulo	15,4	%
Peso	19,1	kg
Dimensões	1650 x 990 x 40	mm

Fonte: Adaptado de (YINGLI SOLAR, 2008).

Um inversor de fabricação nacional modelo PHB1500-SS, necessário para conexão à rede foi instalado junto aos módulos FV, como mostrado na Figura 8. As principais informações elétricas do inversor são apresentadas na Tabela 4. Importantes funções como monitoramento da corrente de fuga e da corrente residual entre o sistema FV e a rede elétrica, proteções de anti-ilhamento, de subtensão e sobretensão e de subfrequência e sobrefrequência estão integradas

no inversor.

Figura 8 – Inversor nacional modelo PHB1500-SS (a) Vista frontal (b) Vista lateral com informações técnicas



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 4 – Principais dados elétricos do inversor modelo PHB1500-SS

Parâmetro	Valor	Unidade
Máxima potência	1800	W
Máxima Tensão CC	450	V
Máxima Corrente CC	12	A
Faixa de Operação do MPPT	125~400	V
Número de <i>strings</i> em paralelo	1	-
Tensão CC de partida	125	V
Consumo em <i>standby</i>	5	W
Potência CA Nominal	1500	W
Máxima Corrente CA	8	A
Máxima eficiência	97	%
Eficiência MPPT	>99.5	%
Temperatura de operação	-20~60	°C

Fonte: Adaptado de (PHB, 2015).

### 3.3 Temperatura ambiente e temperatura de operação dos módulos FV

A fase inicial do projeto consistiu na instalação e configuração dos diferentes sensores na planta FV. Inicialmente foram instalados os sensores de temperatura em cada módulo FV além do sensor de temperatura ambiente. O sensor selecionado foi o sensor de temperatura digital modelo DS12B20 com encapsulamento à prova d'água, mostrado na Figura 9a. A versão à prova d'água do sensor foi escolhida para evitar problemas de umidade e infiltrações. O sensor



DS18B20 possui três terminais identificados com GND (terra), DATA (entrada/saída de dados) e VDD (Alimentação) no modo de encapsulamento TO-92, correspondendo aos fios preto (GND), amarelo (DATA) e vermelho (VDD).

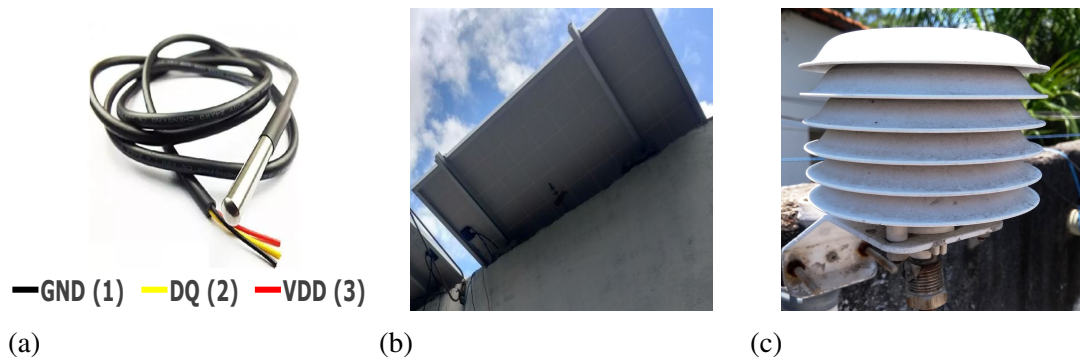


Figura 9 – Sensor DS12B20 com encapsulamento à prova d’água

Segundo informações do fabricante, este sensor é capaz de operar em temperaturas entre  $-55$  e  $125^{\circ}\text{C}$ , sendo que apresenta exatidão de  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$  na faixa de temperatura entre  $-10$  e  $85^{\circ}\text{C}$ . Um resumo das principais características do sensor DS18B20 é apresentado na Tabela 5. Cada dispositivo contém um código serial exclusivo de 64 bits armazenado na Memória somente leitura, do inglês, *Read Only Memory* (ROM) integrada no sensor, o que exclui a possibilidade de conflitos durante a transmissão de dados em redes com diversos dispositivos. A velocidade de aquisição e o tempo máximo de conversão dos sensores são afetados pela resolução escolhida, de 93 ms (resolução de 9 bits) a 750 ms (resolução de 12 bits). De acordo com a norma 61724 da *International Electrotechnical Commission* (IEC), a precisão dos sensores de temperatura deve ser melhor que  $\pm 2^{\circ}\text{C}$ , portanto, a resolução mais alta foi selecionada (IEC, 1998).

Tabela 5 – Principais características do sensor DS18B20

Parâmetro	Valor	Unidade
Temperatura de operação	$-55\sim+125$	$^{\circ}\text{C}$
Tensão de alimentação	$3\sim 5,5$	V
Tempo de conversão	750	ms
Precisão	$\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ para $-10\sim+85$	$^{\circ}\text{C}$

Fonte: Adaptado de (MAXIM INTEGRATED, 2018).

Conforme indicado na norma IEC61724 (IEC, 1998), a temperatura dos módulos FV deve ser medida em locais representativos por meio de sensores de temperatura fixados na parte posterior central de um ou mais módulos. A seleção dos locais dos módulos é especificada no método A da norma IEC61829 (IEC, 2015). Conforme recomendado pelas normas, os sensores de temperatura são fixados na parte posterior central de cada módulo com adesivo resistente à

temperatura e isolados com silicone térmico, como mostrado na Figura 9b. A pasta térmica foi usada para melhorar o contato térmico dos sensores com a superfície dos módulos FV.

Por outro lado, o sensor de temperatura ambiente foi instalado com um escudo de radiação (*radiation shield*), conforme apresentado na Figura 9c. Essa blindagem fornece proteção contra a irradiação solar e ventilação suficiente através de uma troca entre o ar ao redor do sensor e o ambiente.

O sensor DS18B20 é um dispositivo que opera com o protocolo *I-Wire* fornecendo valores digitais para cada temperatura medida. Uma rede *I-Wire* é uma rede de transmissão de dados que possibilita a comunicação digital entre um computador, atuando como mestre, e dispositivos da série *I-Wire* tais como sensores, adaptadores, dentre outros, atuando como escravos. Por mestre, entende-se o elemento capaz de controlar e gerenciar a transmissão de dados. Por escravo, entende-se o dispositivo endereçado e gerenciado pelo mestre. Numa rede *I-Wire*, um único mestre pode ser conectado a múltiplos escravos em diversos tipos de topologias, e.g, linear, ramificada e estrela. Esta arquitetura mestre-escravos confere à rede de transmissão de dados versatilidade e simplicidade.

O protocolo *I-Wire* utiliza níveis lógicos *Complementary Metal Oxide Semiconductor/ Transistor Transistor Logic* (CMOS/TTL) convencionais (valor máximo de 0,8V para o nível lógico “zero” e um mínimo de 2,2V para o nível lógico “um”) com a operação especificada em uma faixa de tensão de alimentação de 2,8V a 6V. Tanto o mestre como os escravos são transceptores (transmissores-receptores), permitindo que a comunicação possa ser feita em ambos os sentidos, de maneira sequencial, porém a comunicação só pode ser feita num sentido de cada vez (*half-duplex*) (DIGITRONICS, 2003). O fornecimento de energia nas redes *I-Wire* pode ser de duas maneiras: alimentação parasita (derivada da própria linha de transmissão de dados), sendo necessário somente dois condutores, ou alimentação externa em que são necessários três condutores, além de uma fonte de alimentação regulada de 5VCC. Normalmente, os dispositivos escravos *I-Wire* funcionam em um intervalo de tensão de 2,8 até 5,25V (DIGITRONICS, 2003).

Apesar de a alimentação parasita ser mais econômica, esta apresenta baixa confiabilidade em redes de comprimento superior a 30m ou quando o número de sensores conectados é alto. Assim sendo, optou-se pela configuração de alimentação externa (três condutores) a fim de evitar problemas relacionados à corrente de alimentação. O consumo de energia do sensor DS18B20 é muito baixo podendo-se usar a tensão disponível na própria placa de aquisição de dados Rpi, ou seja, não se faz necessário a utilização de uma fonte de tensão externa exclusiva

para cada sensor. O esquema de ligação entre os sensores DS18B20 e a placa Rpi além do procedimento de configuração após a instalação física dos sensores encontra-se no Apêndice A.

### 3.3.1 Calibração dos sensores de temperatura DS18B20

Com o propósito de calibrar adequadamente os sensores, um sensor de temperatura PT-100 (Figura 10a) foi utilizado e instalado junto com os sensores DS18B20. O sensor PT-100 é um tipo particular de Detector de Temperatura por Resistência, do inglês, *Resistance Temperature Detectors* (RTD) que mede a temperatura pela correlação da sua resistência elétrica com a temperatura ( $100\Omega$  a  $0^\circ\text{C}$ ). Geralmente é considerado como o mais exato sensor de temperatura industrial disponível, além de proporcionar estabilidade aceitável em comparação com outros sensores de temperatura. O aumento da resistência não é linear, mas é crescente de modo que usando tabelas é possível encontrar a temperatura exata a que corresponde. A faixa de operação efetiva do sensor PT-100 varia aproximadamente de  $-200$  até  $850^\circ\text{C}$  (OMEGA, 2019). Para a comparação e calibração da temperatura de todos os sensores configurados, foram comparadas as medições coletadas pelos sensores DS18B20 com as medições do sensor PT-100 instalado no CLP, mostrado na Figura 6.



(a) Sensor PT-100



(b) Termovisor IR Fluke VT02 Visual

Figura 10 – Ferramentas usadas no processo de calibração

Além do sensor PT-100, foi utilizado um termovisor IR Fluke VT02 Visual, ilustrado na Figura 10b. O dispositivo termovisor é utilizado para captura em tempo real de fotos de temperatura da planta FV, tendo como principais recursos a imagem visual e o mapa de aquecimento infravermelho mesclados nos modos perto e distante. O dispositivo oferece o alinhamento das lentes ópticas e térmicas para identificar corretamente o local do problema, diagnosticando instantaneamente os pontos mais quentes e mais frios no campo de visão (FLUKE,

2018). A temperatura obtida pelos sensores DS18B20 foi comparada com a temperatura obtida pelos dispositivos de referência. Com um auxílio do SAD comercial instalado no LEA, foi possível medir o valor da temperatura do sensor PT-100 instalado no módulo FV número 5 e comparar as temperaturas medidas pelos dois sensores, bem como a temperatura informada pela câmera térmica. Este experimento foi realizado no dia 01/07/2018 das 09:00 até às 15:00 h. Foram realizadas medições a cada 10 minutos com o sensor PT-100 e a cada 30 minutos com a câmera térmica para acompanhar a temperatura de operação do módulo FV em análise. O resultado da coleta de dados encontra-se no Apêndice B.

Observa-se nos resultados obtidos no processo de coleta de dados dos diferentes dispositivos, que, apesar de os valores alcançados serem bastante próximos, há discrepâncias médias de  $0,42^{\circ}\text{C}$  entre o sensor PT-100 e o sensor DSB18B20, enquanto a diferença entre os valores capturados pela câmera térmica e o sensor PT-100 foi de  $0,48^{\circ}\text{C}$ , aproximadamente. Para calibrar os sensores, fez-se então um ajuste de *offset* entre o sensor PT-100 e a câmera térmica. Uma comparação entre os valores de temperatura de operação do módulo FV número 5 e a temperatura ambiente medidos pelo SAD desenvolvido e pelo SAD comercial para dias nublados e ensolarados no período do 04/07/2018 até 09/07/2018 encontra-se no Apêndice C.

Um processo de recalibração dos sensores de temperatura foi realizado desde 31/10/2019 até 03/11/2019, em que foram coletadas medições a cada 1 minuto de cada um dos sensores DS18B20 e do sensor PT-100 usado como referência. Foram usados 4 dias de medições a fim de se observar a variação diária e noturna da temperatura ambiente interior do laboratório. Durante todo o período de calibração, a temperatura ambiente interior do LEA onde foi realizada a calibração também foi monitorada por meio do sensor PT-100 instalado no SAD Comercial e manteve-se entre  $25,68$  e  $32,24^{\circ}\text{C}$ . A faixa de temperatura na qual os sensores foram calibrados variou segundo a temperatura ambiente do laboratório, totalizando 5760 pontos de calibração. Os valores instantâneos de temperatura foram armazenados durante 1 minuto, resultando, para cada sensor e valor de temperatura, em um conjunto de 60 valores. A temperatura média para cada sensor e ponto de calibração foi calculada como sendo a média aritmética dos 60 valores armazenados. A partir das medições de temperatura, foram realizadas análises de regressão linear, a fim de se determinar equações de ajuste para os sensores DS18B20. Nestas análises, foi empregado o seguinte modelo de equação:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \varepsilon. \quad (3.1)$$

em que  $y$  representa o conjunto de valores observados da variável dependente (temperatura

medida pelo sensor DS18B20),  $x$  representa o conjunto de valores da variável independente (temperatura medida pelo sensor PT-100),  $\beta_0$  representa o ponto onde a reta de regressão intercepta o eixo das ordenadas (Constante de regressão),  $\beta_1$ : representa a inclinação da reta de regressão (Coeficiente de regressão) e  $\varepsilon$  representa a perturbação ou erro (ruído) aleatório, o que faz com que a dependência entre as variáveis dependentes e independentes não seja perfeita, mas esteja sujeita a incerteza.

Para quantificar a qualidade do ajuste do modelo foi utilizada uma medida chamada  $R^2$ , que no modelo de Regressão Linear corresponde ao quadrado do Coeficiente de Correlação Linear. Este parâmetro representa a proporção de variabilidade da variável  $y$  que é explicada pelo modelo e cuja expressão é:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y}_i)^2} \quad (3.2)$$

em que  $y_i$  são os valores medidos pelo PT-100,  $\hat{y}_i$  são os valores correspondentes medidos pelos sensores DS18B20 e  $N$  é o número de observações. O  $R^2$  fornece uma informação auxiliar ao resultado da análise de variância da regressão, como uma maneira de se verificar se o modelo proposto é adequado ou não para descrever o fenômeno. O  $R^2$  assume valores entre 0 e 1, e quanto mais próximo de 1, melhor o ajuste e, portanto, maior a confiabilidade das estimações realizadas.

Os resultados do procedimento de calibração podem ser observados nos diagramas de dispersão dos dados com a reta de regressão para cada sensor, como ilustrado na Figura 12. As equações de ajuste dos sensores DS18B20 foram determinadas com o intuito de reduzir os desvios em relação aos valores de temperatura de referência. Os parâmetros das equações de ajuste obtidos com as análises de regressão linear para cada um dos sensores DS18B20 são apresentados na Tabela 6 com os respectivos  $R^2$ . Os coeficientes  $R^2$  variaram entre 99,54 e 100, demonstrando uma excelente correlação entre os valores de temperatura corrigidos pelas equações de ajuste dos sensores e os valores de temperatura medidos pelo sensor PT-100. Segundo o *datasheet* do sensor, os sensores DS18B20 podem apresentar uma variação máxima de temperatura de  $\pm 0,5^\circ\text{C}$  em torno do valor verdadeiro nas temperaturas compreendidas entre  $0^\circ\text{C}$  e  $70^\circ\text{C}$  (MAXIM INTEGRATED, 2018). A partir dos resultados obtidos na calibração dos sensores DS18B20, verificou-se que as temperaturas medidas por estes sensores apresentaram faixa de variação, em torno do valor de referência, inferior à mencionada pelo fabricante.

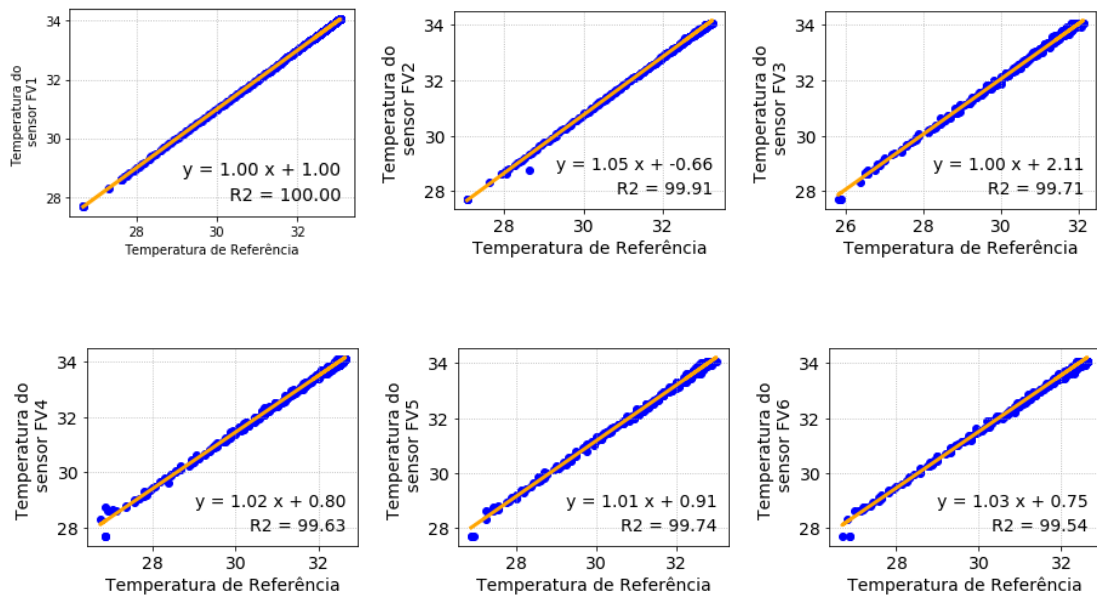


Figura 12 – Gráficos que relacionam as temperaturas medidas pelo sensor de referencia (PT-100) com as medidas pelos sensores DS18B20.

Tabela 6 – Parâmetros das equações de ajuste e R2 para cada sensor.

Sensor	Inclinação	Intercepto	R2
1	1,00	1,00	100
2	1,05	-0,66	99,91
3	1,00	+2,11	99,71
4	1,02	+0,80	99,63
5	1,01	+0,91	99,74
6	1,03	+0,75	99,54

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

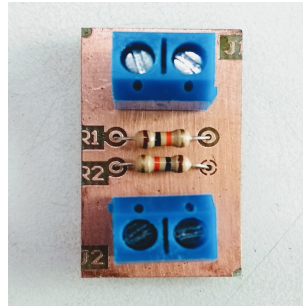
### 3.4 Irradiância solar

Para a leitura da irradiância utilizou-se um piranômetro marca Hukseflux modelo LP02 que fornece valores de irradiância global em  $W/m^2$ , mostrado na Figura 13a. Este sensor apresenta uma sensibilidade de  $18,56 \times 10^{-6} V/(W/m^2)$  para adquirir a irradiação global e uma incerteza de calibração  $<1,8\%$  (HUKSEFLUX, 2013). O sinal deste sensor é da ordem de microvolts, devendo ser ligado a uma placa amplificadora do sinal. A saída da placa amplificadora varia em uma faixa entre 0 e 10 V dependendo do nível de irradiância. Como o Rpi lê valores de 0 até 5 V, foi instalado um divisor de tensão ilustrado na Figura 13b com a função de atenuar o valor de tensão para se ajustar a placa de aquisição de dados.

Como a placa Rpi não possui conversor A/D foi necessário usar um ADC externo. Para a leitura da irradiância foi usado o conversor A/D ADS1115 mostrado na Figura 13c junto com um divisor de tensão apresentado na Figura 13b. O pino de saída do divisor de tensão é



(a) Piranômetro



(b) Divisor de tensão



(c) Conversor A/D ADS1115

Figura 13 – Ferramentas para a leitura da irradiância.

conectado ao pino de entrada analógica do ADC. Este conversor tem uma resolução de 16 bits e funciona com tensões entre 2 e 5,5 VDC e a tensão máxima nos pinos analógicos é igual à tensão de alimentação. Os pinos analógicos podem ser programados como 4 pinos independentes ou dois canais diferenciais.

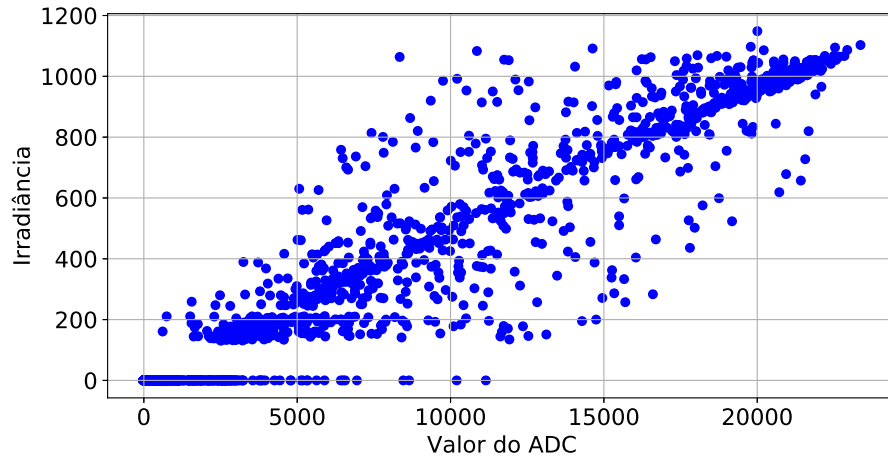
O ADS1115 utiliza o protocolo de comunicação Circuito inter-integrado, do inglês, *Inter-Integrated Circuit* (I2C) para ler valores analógicos. O I2C é um padrão comumente utilizado para permitir a comunicação entre dispositivos de baixa velocidade, como microcontroladores, conversores e outros periféricos semelhantes em sistemas embarcados. O I2C usa apenas dois fios: Relógio Serial, do inglês, *Serial Clock* (SCL) e Dados Seriais, do inglês, *Serial Data* (SDA). O barramento I2C permite que vários dispositivos sejam conectados ao Rpi, cada um com um endereço exclusivo, que geralmente pode ser definido alterando as configurações no módulo (I2C, 2018). O esquema de ligação entre o ADC e o Rpi além do procedimento de configuração encontra-se no Apêndice D.

### 3.4.1 Calibração do ADC

Para a calibração das medições de irradiância, armazenaram-se os valores medidos pelo ADC e pelo SAD comercial. Foram usados 3 dias (01/07/2018 até 03/07/2018) de medições a cada minuto, totalizando 4320 amostras a fim de fazer um ajuste linear entre os valores obtidos. Sob condições meteorológicas normais, a irradiância e as medições do ADC possuem uma forte relação linear positiva. A fim de detectar amostras não representativas de uma operação normal, examinou-se o gráfico de dispersão dos valores medidos pelo ADC em função da irradiância, conforme ilustrado na Figura 14.

O primeiro passo da análise dos dados foi a eliminação de amostras correspondentes a níveis muito baixos de irradiância, inferior a  $10 \text{ W/m}^2$ , para os quais a precisão da medição

Figura 14 – Diagrama de dispersão dos da irradiância em relação aos valores medidos pelo ADC

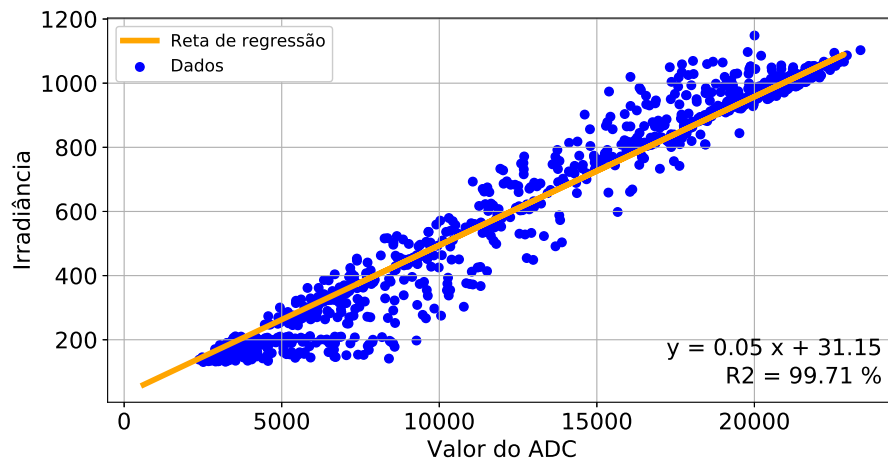


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

é reduzida. As observações correspondentes à irradiância zero também foram removidas, totalizando 3238 amostras uteis após o procedimento de limpeza dos dados. O resultado do procedimento de calibração pode ser observado na Figura 15 onde o diagrama de dispersão com a reta de regressão da irradiância solar em relação ao valores medidos pelo ADC é apresentado.

Observa-se que existe uma relação linear positiva entre a variável dependente Y (Irradiância medida pelo SAD comercial) e a variável independente ou preditora X (Valor do canal do ADC), uma vez que as mesmas variam na mesma direção. Os parâmetros da equação de ajuste obtidos com a análise de regressão linear são apresentados na Tabela 7 com o respectivo R2. O R2 assume valores entre 0 e 1, e quanto mais próximo de 1, melhor o ajuste e, portanto, maior a confiabilidade das estimações realizadas. Como resultado da análise anterior, foi obtido um valor de  $R^2 = 0,9971$ .

Figura 15 – Diagrama de dispersão dos dados com reta de regressão da irradiância em relação aos valores medidos pelo ADC



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).



Tabela 7 – Parâmetros da equação de ajuste e R2.

Sensor	Inclinação	Intercepto	R2
Piranômetro	0,05	31,15	99,71

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Isso indica que o grau de associação linear entre as variáveis é alto e, especificamente, 99,71% da variação total dos valores do ADC podem ser explicados pela linha de regressão ajustada. Uma comparação entre a irradiância coletada pelo SAD desenvolvido e pelo SAD comercial após o processo de calibração e redução de ruído para dias nublados e ensolarados no período do 04/07/2018 até 09/07/2018 encontra-se no Apêndice C.

### 3.5 Testes estatísticos de erro

A norma IEC61724 descreve as normas gerais para o monitoramento e análise do desempenho de sistemas FV isolados ou conectados à rede elétrica. Um resumo dos principais parâmetros a serem monitorados nos sistemas FV em tempo real é apresentado na Tabela 8. Nesta norma são definidas três classes de sistemas de monitoramento, correspondentes a diferentes níveis de precisão e aplicações finais: Classe A (Alta precisão), Classe B (Precisão média) e Classe C (Precisão básica). Segundo o padrão IEC61724, as Classes B ou C são as mais apropriadas para sistemas de pequeno porte tais como instalações comerciais e residenciais.

Tabela 8 – Principais parâmetros a monitorar em plantas FV segundo a norma IEC61724

Parâmetros	Símbolos	Unidade	Incerteza máxima recomendada
Meteorologia	Irradiação	G	W/m <sup>2</sup>
	Temperatura ambiente	Tamb	°C
	Velocidade do Vento (opcional)	-	m/s
	Umidade (opcional)	-	%
	Índice de chuva (opcional)	-	mm
Módulos FV	Potência de saída	PA	kW
	Tensão de saída	VA	V
	Corrente de saída	IA	A
	Temperatura de operação	Tmod	°C
Rede elétrica	Tensão da rede elétrica	VU	V
	Corrente para a rede elétrica	ITU	A
	Corrente da rede elétrica	IPU	A
	Potência para a rede elétrica	PTU	kW
	Potência da rede elétrica	PPU	kW

Fonte: Adaptado de (IEC, 1998).

A planta FV em análise pode representar uma instalação residencial de pequeno

porte. De acordo com o padrão, os parâmetros climáticos devem ser medidos em um local representativo das condições meteorológicas onde o sistema FV está instalado. A precisão das medições de temperatura deve ser menor do que  $\pm 1^\circ\text{C}$  e a precisão das medidas de irradiância deve ser menor do que 5% da leitura, de  $100 \text{ W/m}^2$  a  $1500 \text{ W/m}^2$  (incluindo o condicionamento do sinal). A medição de parâmetros velocidade do vento e umidade do ar são opcionais. Caso estes parâmetros sejam medidos, a velocidade do vento deve atender aos requisitos de precisão padrão:  $\pm 0,5 \text{ m/s}$  para velocidades de vento  $\leq 5 \text{ m/s}$  e  $\leq 10\%$  da leitura para velocidades de vento maiores de  $5 \text{ m/s}$ .

O desempenho do SAD desenvolvido é avaliado usando indicadores estatísticos conhecidos, i.e., R2 (JAHANI *et al.*, 2017), Erro Percentual Absoluto Médio, do inglês, *Mean Absolute Percent Error* (MAPE)(GAROUDDJA *et al.*, 2017b), Erro Percentual Médio, do inglês, *Mean Percentage Error* (MPE) (HASSAN *et al.*, 2016), Erro médio de polarização, do inglês, *Mean Bias Error* (MBE) (JAHANI *et al.*, 2017) e Erro quadrático médio, do inglês, *Root Mean Square Error* (RMSE) (JAHANI *et al.*, 2017). As equações destes indicadores encontram-se no Anexo A.

Os resultados para os testes de erro estatístico são apresentados na Tabela 9. De acordo com a norma IEC61724, a precisão das medições de temperatura deve ser melhor que  $\pm 1^\circ\text{C}$  e a precisão das medidas de irradiância deve ser menor do que 5%. Os erros absolutos médios das temperaturas ambientes medidas foram de  $0,61^\circ\text{C}$  (dia ensolarado: 05/07/2018) e  $3,73^\circ\text{C}$  (dia nublado: 07/07/2018). Os erros absolutos médios da temperatura operacional do módulo medido foram  $0,79^\circ\text{C}$  (dia ensolarado: 04/07/2018) e  $0,968^\circ\text{C}$  (dia nublado: 06/07/2018). A incerteza das medições de irradiância ficou abaixo do nível de 5% exigido pela IEC61724, pois o MBE foi de -4,58% e 3,52%, para um dia com céu claro (05/07/2018) e outro nublado (07/07/2018), respectivamente.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 9, o SAD desenvolvido atendeu aos requisitos de precisão estabelecidos pelas diretrizes da norma IEC61724 para os parâmetros analisados. Estes resultados demonstram que o SAD desenvolvido fornece uma qualidade de medição confiável. Uma comparação com outras propostas relatadas na literatura é apresentada na Tabela 10. Os resultados obtidos demonstram conformidade com as diretrizes da IEC, monitorando todos os parâmetros solicitados com boa precisão.

Tabela 9 – Testes estatísticos de erro para os parâmetros analisados.

Dia	Parâmetro	R2	MSE	MBE	RMSE	MAE	MAPE
2018-07-04	G	0.9923	824.6036	0.4772	28.71590	1.1566	1.2774
	Tmod	0.999	0.1421	0.79	0.37690	0.3523	0.99
	Tamb	0.8977	0.9012	-3.33	0.9493	0.9493	3.33
2018-07-05	G	0.99260	827.94209	-4.5823	28.7740	18.0641	20.0823
	Tmod	0.9988	0.1953	1.2157	0.4419	0.40639	1.2157
	Tamb	0.99719	0.0290	-0.6117	0.1704	0.1704	0.61170
2018-07-06	G	0.97350	8.9529	1.73430	28.7742	14.02	24.8822
	Tmod	0.99660	0.159	0.967	0.3987	0.3709	1.1870
	Tamb	0.95740	0.1988	-1.69849	0.44590	0.44590	1.69849
2018-07-07	G	0.97389	1173.6349	3,52760	34.25840	16.38	35.7821
	Tmod	0.9961	0.20269	1.4174	0.45019	0.42199	1.4593
	Tamb	0.8058	0.79710	-3.73240	0.8928	0.8928	3.73240
2018-07-08	G	0.98540	1532.83629	3.7691	39.1514	22.01889	22.3323
	Tmod	0.9986	0.1986	1.1919	0.44569	0.4068	1.1932
	Tamb	0.9888	0.1414	-1.4180	0.37619	0.3761	1.4180
2018-07-09	G	0.9837	1522.6423	-0.7276	39.0210	17.43110	18.46730
	Tmod	0.999	0.1345	0.89500	0.36680	0.31890	0.9033
	Tamb	0.97430	0.25940	-1.8310	0.5092	0.5092	1.8310

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 10 – Resultados para testes estatísticos de erros relacionados à literatura

Referência	Parâmetros	Testes estatísticos de erro		
		R2	MBE	RMSE
(FUENTES <i>et al.</i> , 2014)	Tmod	0.9998	-0.0525 ~ 0.6380	0.9406 ~ 3.4615
	Tamb		ND	
	G		ND	
(LÓPEZ-VARGAS <i>et al.</i> , 2019)	Tmod	NP	-0.422 ~ 1.608	3.038 ~ 4.288
	Tamb		NA	
	G	NP	-0.334 ~ -0.440	1.241 ~ 2.978
(ROSIEK; BATLLES, 2008)	Tmod	NP	0.700	1.000
	Tamb		NA	
	G	NP	0.700	1.000
(ERRAISSI <i>et al.</i> , 2018)	Tmod	ND	-0.1040	3.1090
	Tamb		ND	
	G		ND	

Não disponível (ND): O artigo faz uma comparação entre uma estação meteorológica ou um SAD comercial e o SAD de baixo custo desenvolvido, mas não disponibiliza os resultados.  
 Não analisado (NA): O artigo não realiza testes de erro estatístico usando o parâmetro analisado.

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 3.6 Considerações finais

No presente Capítulo foi descrita a planta FV usada para desenvolver a pesquisa. Foram descritos os diferentes sensores configurados bem como os parâmetros necessários para atender ao desempenho do sistema. Foi apresentado o procedimento de instalação, configuração e calibração dos componentes usados no desenvolvimento do SAD-IoT. De acordo com os resultados obtidos, o SAD-IoT desenvolvido atendeu aos requisitos de precisão para os parâmetros da

temperatura e irradiância estabelecidos pela norma IEC61724 pelo que foi possível garantir a confiabilidade dos dados coletados.

## REFERÊNCIAS

- AHMED, N.; RAHMAN, H.; HUSSAIN, M. I. A comparison of 802.11ah and 802.15.4 for IoT. **ICT Express**, v. 2, n. 3, p. 100–102, 2016. ISSN 24059595.
- ANTONIO, P.; ÁNGEL, M.-G. An Alternative Internet-of-Things Solution Based and Management. **Energies**, 2019.
- ARAÚJO, D. N.; DUPONT, I. M.; CARVALHO, P. C. IMPACTOS DA SUJIDADE NO DESEMPENHO DE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA EM AMBIENTE URBANO: ESTUDO PARA FORTALEZA, CE. In: **Congresso Brasileiro de Geração Distribuída, Recife / PE / Brasil**. [S.l.: s.n.], 2019.
- ARMSTRONG, S.; HURLEY, W. G. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. **Applied Thermal Engineering**, Elsevier Ltd, v. 30, n. 11-12, p. 1488–1495, 2010. ISSN 13594311. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012>>.
- BCB. **Banco Central do Brasil**. 2018. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/>>.
- BRESSAN, M.; EL-BASRI, Y.; ALONSO, C. A new method for fault detection and identification of shadows based on electrical signature of defects. **2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE-ECCE Europe 2015**, n. September, 2015. ISSN 16977912.
- BRESSAN, M.; El Basri, Y.; GALEANO, A. G.; ALONSO, C. A shadow fault detection method based on the standard error analysis of I-V curves. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 99, p. 1181–1190, 2016. ISSN 18790682.
- BULANYI, P.; ZHANG, R. Shading Analysis & Improvement for Distributed Residential Grid- Connected Photovoltaics Systems 2 . Shading Types. **Solar 2014: The 52nd Annual Conference of the Australia Solar Council**, n. 02, p. 1–12, 2014.
- CHAIBI, Y.; MALVONI, M.; CHOUDER, A.; BOUSSETTA, M.; SALHI, M. Simple and efficient approach to detect and diagnose electrical faults and partial shading in photovoltaic systems. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 196, n. February, p. 330–343, 2019. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.086>>.
- CHASE, O. A.; TELES, M. B.; RODRIGUES, M. d. J. d. S.; ALMEIDA, J. F. S. de; MACÊDO, W. N.; da Costa Junior, C. T. A low-cost, stand-alone sensory platform for monitoring extreme solar overirradiance events. **Sensors (Switzerland)**, v. 18, n. 8, 2018. ISSN 14248220.
- CHEN, Z.; CHEN, Y.; WU, L.; CHENG, S.; LIN, P. Deep residual network based fault detection and diagnosis of photovoltaic arrays using current-voltage curves and ambient conditions. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 198, n. May, p. 111793, 2019. ISSN 01968904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111793>>.
- CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2014.
- DIGITRONICS, S. **1-wire FAQ**. 129 p. Tese (Doutorado), 2003. Disponível em: <<http://www.chipkin.com/support/1-wire-support/1-wire-faq/>>.

DZUNG, P. Q.; DAT, D. N.; ANH, N. B.; HIEP, L. C.; LEE, H.-h. Real-time Communication Network Solution based on Zigbee and Ethernet for Photovoltaic Systems. **2014 9th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications**, p. 197–202, 2014.

ERRAISSI, N.; RAOUFI, M.; AARICH, N.; AKHSASSI, M.; BENNOUNA, A. Implementation of a low-cost data acquisition system for “PROPRE.MA” project. **Measurement: Journal of the International Measurement Confederation**, v. 117, p. 21–40, 2018. ISSN 02632241. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.measurement.2017.11.058>>.

FADHEL, S.; DELPHA, C.; DIALLO, D.; BAHRI, I.; MIGAN, A.; TRABELSI, M.; MIMOUNI, M. F. PV shading fault detection and classification based on I-V curve using principal component analysis: Application to isolated PV system. **Solar Energy**, Elsevier, v. 179, n. December 2018, p. 1–10, 2019. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.048>>.

FILIPEFLOP. **FILIPEFLOP Componentes Eletrônicos - O Maior Portal Maker do Brasil**. 2018. Disponível em: <<https://www.filipeflop.com/>>.

FLUKE. **Datasheet VT02/VT04**. 2018.

FUENTES, M.; VIVAR, M.; BURGOS, J. M.; AGUILERA, J.; VACAS, J. A. Design of an accurate, low-cost autonomous data logger for PV system monitoring using Arduino<sup>TM</sup> that complies with IEC standards. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 130, p. 529–543, 2014. ISSN 09270248. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2014.08.008>>.

GAROUDJA, E.; CHOUDER, A.; KARA, K.; SILVESTRE, S. An enhanced machine learning based approach for failures detection and diagnosis of PV systems. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 151, n. June, p. 496–513, 2017. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.019>>.

GAROUDJA, E.; HARROU, F.; SUN, Y.; KARA, K.; CHOUDER, A.; SILVESTRE, S. Statistical fault detection in photovoltaic systems. **Solar Energy**, Elsevier Ltd, v. 150, p. 485–499, 2017. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.043>>.

HAJIGHORBANI, S.; RADZI, M. A. M.; KADIR, M. Z. A. A.; SHAFIE, S.; KHANAKI, R.; M. R. Maghami. Evaluation of Fuzzy Logic Subsets Effects on Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic System. **International Journal of Photoenergy**, v. 2014, p. 1–13, 2014. ISSN 0012365X.

HARROU, F.; SUN, Y.; TAGHEZOUT, B.; SAIDI, A.; HAMLATI, M. E. Reliable fault detection and diagnosis of photovoltaic systems based on statistical monitoring approaches. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 116, p. 22–37, 2018. ISSN 18790682. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.048>>.

HARROU, F.; TAGHEZOUT, B.; SUN, Y. Robust and flexible strategy for fault detection in grid-connected photovoltaic systems. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 180, n. November 2018, p. 1153–1166, 2019. ISSN 01968904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.11.022>>.

HASSAN, G. E.; YOUSSEF, M. E.; MOHAMED, Z. E.; ALI, M. A.; HANAFY, A. A. New Temperature-based Models for Predicting Global Solar Radiation. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 179, p. 437–450, 2016. ISSN 03062619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.006>>.

HOCHENBAUM, J.; VALLIS, O. S.; KEJARIWAL, A. Automatic Anomaly Detection in the Cloud Via Statistical Learning. 2017. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/1704.07706>>.

HOSSEINZADEH, M.; SALMASI, F. R. Determination of maximum solar power under shading and converter faults — A prerequisite for failure-tolerant power management systems. **Simulation Modelling Practice and Theory**, Elsevier B.V., v. 62, p. 14–30, 2016. ISSN 1569-190X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.simpat.2016.01.011>>.

HUA, J.; LIN, X.; XU, L.; LI, J.; OUYANG, M. Bluetooth wireless monitoring, diagnosis and calibration interface for control system of fuel cell bus in Olympic demonstration. **Journal of Power Sources**, v. 186, n. 2, p. 478–484, 2009. ISSN 03787753.

HUKSEFLUX. LP02 Second class pyranometer. p. 1–2, 2013.

I2C. **I2C**. 2018. Disponível em: <<http://i2c.info>>.

IEC. IEC 61724:1998. Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement , data exchange and analysis. p. 20, 1998. ISSN 0038092X.

IEC. IEC61829 Photovoltaic (PV) array - On site measurment of current - voltage characteristics. 2015.

ITU. Harnessing the Internet of Things for Global Development. 2016.

JAHANI, B.; DINPASHOH, Y.; Raisi Nafchi, A. Evaluation and development of empirical models for estimating daily solar radiation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 73, n. May 2016, p. 878–891, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.124>>.

JONES, C. B.; STEIN, J. S.; GONZALEZ, S.; KING, B. H. Photovoltaic system fault detection and diagnostics using Laterally Primed Adaptive Resonance Theory neural network. **2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015**, IEEE, n. 1, p. 1–6, 2015.

KAZEM, H. A.; CHAICHAN, M. T.; ALWAEELI, A. H.; MANI, K. Effect of shadows on the performance of solar photovoltaic. **Mediterranean Green Buildings and Renewable Energy: Selected Papers from the World Renewable Energy Network's Med Green Forum**, n. August, p. 379–385, 2015.

LAPPALAINEN, K.; VALKEALAHTI, S. Recognition and modelling of irradiance transitions caused by moving clouds. **Solar Energy**, Elsevier Ltd, v. 112, p. 55–67, 2015. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.11.018>>.

LAPPALAINEN, K.; VALKEALAHTI, S. Analysis of shading periods caused by moving clouds. **Solar Energy**, Elsevier Ltd, v. 135, p. 188–196, 2016. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.050>>.

LAPPALAINEN, K.; VALKEALAHTI, S. Effects of PV array layout, electrical configuration and geographic orientation on mismatch losses caused by moving clouds. **Solar Energy**, Elsevier Ltd, v. 144, p. 548–555, 2017. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.01.066>>.

LIVERA, A.; THERISTIS, M.; MAKRIDES, G.; GEORGHIOU, G. E. Recent advances in failure diagnosis techniques based on performance data analysis for grid-connected photovoltaic systems. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 133, p. 126–143, 2019. ISSN 09601481. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148118311753>>.

LÓPEZ-VARGAS, A.; FUENTES, M.; VIVAR, M. IoT application for real - time monitoring of Solar Home Systems based on Arduino TM with 3G connectivity. **Sensors**, v. 1748, n. c, 2018.

LÓPEZ-VARGAS, A.; FUENTES, M.; VIVAR, M.; MUÑOZ-RODRÍGUEZ, F. J. Low - cost datalogger intended for remote monitoring of solar photovoltaic stand - alone systems based on Arduino TM. **IEEE Sensors Journal**, v. 1748, n. c, 2019.

MADETI, S. R.; SINGH, S. N. A comprehensive study on different types of faults and detection techniques for solar photovoltaic system. **Solar Energy**, Elsevier, v. 158, n. June, p. 161–185, 2017. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.08.069>>.

MAGHAMI, M. R.; HIZAM, H.; GOMES, C.; RADZI, M. A.; REZADAD, M. I.; HAJIGHORBANI, S. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 59, p. 1307–1316, 2016. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044>>.

MALCHE, T.; MAHESHWARY, P.; KUMAR, R. Environmental Monitoring System for Smart City Based on Secure Internet of Things (IoT) Architecture. **Wireless Personal Communications**, Springer US, n. 0123456789, 2019. ISSN 0929-6212. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s11277-019-06376-0>>.

MAXIM INTEGRATED. DS18S20 High-Precision 1-Wire Digital Thermometer. 2018.

MEGA. **Arduino Mega 2560 Rev3**. 2018. Disponível em: <<https://store.arduino.cc/usa/arduino-mega-2560-rev3>>.

MENDONÇA, D. E. **Planta de osmose reversa acionada por módulos fotovoltaicos com MPPT e válvula autoreguladora de pressão**. 1–140 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Ceará, 2016.

MONTGOMERY, D. C. **Introduction To Statical Quality Control**. [s.n.], 2009. v. 231. 5–13 p. ISSN 00063185. ISBN 978-1-118-31874-4. Disponível em: <<http://scholar.google.com/scholar?hl=en{&}btnG=Search{&}q=intitle:Introduction+to+Statistical+Quality+Con>>.

OMEGA. **Sensores Pt-100 Introdução às Termoresistências**. 2019. Disponível em: <<https://br.omega.com/prodinfo/pt100.html>>.

PARANHOS, G. d. B. d. C. **Detecção de anomalias utilizando métodos paramétricos e múltiplos classificadores**. 78 p. Tese (Doutorado) — Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação - ICMC-USP, 2014.

PAREDES-PARRA, J.; MATEO-AROCA, A.; SILVENTE-NIÑIROLA, G.; BUESO, M.; MOLINA-GARCÍA, Á. PV Module Monitoring System Based on Low-Cost Solutions: Wireless Raspberry Application and Assessment. **Energies**, v. 11, n. 11, p. 3051, 2018. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/11/11/3051>>.



PEREIRA, R. I.; DUPONT, I. M.; CARVALHO, P. C.; JUCÁ, S. C. IoT embedded linux system based on Raspberry Pi applied to real-time cloud monitoring of a decentralized photovoltaic plant. **Measurement: Journal of the International Measurement Confederation**, Elsevier, v. 114, n. September 2017, p. 286–297, 2018. ISSN 02632241. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.measurement.2017.09.033>>.

**PHB. SOLAR FOTOVOLTAICO Soluções de Tecnologia CERTIFICADO PELO INMETRO Informação Concessão 000150 / 2015.** 2015.

PILLAI, D. S.; BLAABJERG, F.; RAJASEKAR, N. A Comparative Evaluation of Advanced Fault Detection Approaches for PV Systems. **IEEE Journal of Photovoltaics**, IEEE, v. 9, n. 2, p. 513–527, 2019.

PILLAI, D. S.; NATARAJAN, R. A Compatibility Analysis on NEC , IEC , and UL Standards for Protection Against Line – Line and Line – Ground Faults in PV Arrays. **IEEE Journal of Photovoltaics**, IEEE, PP, p. 1–8, 2019.

PILLAI, D. S.; RAJASEKAR, N. A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 91, n. July 2017, p. 18–40, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.082>>.

RAHMAN, M. M.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A.; HASANUZZAMAN, M. Global modern monitoring systems for PV based power generation: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 82, n. October 2017, p. 4142–4158, 2018. ISSN 18790690. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.111>>.

ROSIEK, S.; BATLLES, F. J. A microcontroller-based data-acquisition system for meteorological station monitoring. **Energy Conversion and Management**, Elsevier Ltd, v. 49, n. 12, p. 3746–3754, 2008. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2008.05.029>>.

ROUBAH, N.; Barazane, L.; Mellit, A.; Hajji, B.; Rabhi, A. A low-cost monitoring system for maximum power point of a photovoltaic system using iot technique. In: **2019 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.

RPi3. **Raspberry Pi 3 Model B - Raspberry Pi**. 2018. Disponível em: <<https://www.raspberrypi.org/products/raspberry-pi-3-model-b/>>.

RPiZW. **Raspberry Pi Zero W - Raspberry Pi**. 2018. Disponível em: <<https://www.raspberrypi.org/products/raspberry-pi-zero-w/>>.

SACRAMENTO, E. M. do; CARVALHO, P. C.; ARAÚJO, J. C. de; RIFFEL, D. B.; CORRÊA, R. M. d. C.; Pinheiro Neto, J. S. Scenarios for use of floating photovoltaic plants in Brazilian reservoirs. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 1019–1024, 2015. ISSN 1752-1416. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2015.0120>>.

SAHU, H. S.; NAYAK, S. K.; MISHRA, S. Maximizing the Power Generation of a Partially Shaded PV Array. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 2, p. 626–637, 2016. ISSN 21686785.

SATPATHY, P. R.; SHARMA, R. Power and mismatch losses mitigation by a fixed electrical reconfiguration technique for partially shaded photovoltaic arrays. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 192, n. April, p. 52–70, 2019. ISSN 01968904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.039>>.

TAGHEZOUIT, B.; HARROU, F.; SUN, Y.; ARAB, A. H.; LARBES, C. Multivariate statistical monitoring of photovoltaic plant operation. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 205, n. January, p. 112317, 2020. ISSN 01968904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112317>>.

TEIXEIRA, R. F. B. O FENÔMENO DA BRISA E SUA RELAÇÃO COM A CHUVA SOBRE FORTALEZA-CE. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 3, p. 282–291, 2008.

TRIKI-LAHIANI, A.; Bennani-Ben Abdelghani, A.; SLAMA-BELKHODJA, I. Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 82, n. September 2017, p. 2680–2692, 2018. ISSN 18790690. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.101>>.

TWIDO. TWDLCE40DRF. **Product data sheet**, compact PL, p. 1–3, 2018.

TYAGI, A.; Dubey, M.; Gawre, D. S. Advance monitoring of electrical and environmental parameters of pv system: A review. In: **2018 International Conference on Sustainable Energy, Electronics, and Computing Systems (SEEMS)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.

Uno. **Arduino Uno Rev3**. 2018. Disponível em: <<https://store.arduino.cc/usa/arduino-uno-rev3>>.

YAHYAOU, I.; SEGATTO, M. E. A practical technique for on-line monitoring of a photovoltaic plant connected to a single-phase grid. **Energy Conversion and Management**, Elsevier Ltd, v. 132, p. 198–206, 2017. ISSN 01968904. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.031>>.

YINGLI SOLAR. **Yge 95 Series**. 2008. 85–86 p.

ZAGO, R. M.; FRUETT, F. A low-cost solar generation monitoring system suitable for Internet of Things. **2017 2nd International Symposium on Instrumentation Systems, Circuits and Transducers (INSCIT)**, 2017.