

PUCRS

ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS
MESTRADO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

ANTÔNIO AUGUSTO TORRES DE ALBUQUERQUE

**SISTEMA REMOTO DE MEDIÇÃO DE IRRADIÂNCIA SOLAR PARA
OBTENÇÃO DO DESEMPENHO GLOBAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Porto Alegre
2023

PÓS-GRADUAÇÃO - *STRICTO SENSU*



Pontifícia Universidade Católica
do Rio Grande do Sul



**SISTEMA REMOTO DE MEDIÇÃO DE IRRADIÂNCIA SOLAR PARA
OBTENÇÃO DO DESEMPENHO GLOBAL DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

ANTÔNIO AUGUSTO TORRES DE ALBUQUERQUE
ENGENHEIRO ELETRICISTA

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

Porto Alegre

Março, 2023



SISTEMA REMOTO DE MEDIÇÃO DE IRRADIÂNCIA SOLAR PARA OBTENÇÃO DO DESEMPENHO GLOBAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

ANTÔNIO AUGUSTO TORRES DE ALBUQUERQUE
ENGENHEIRO ELETRICISTA

ORIENTADOR: Prof. Dr. ADRIANO MOEHLECKE

COORIENTADORA: Profa. Dra. IZETE ZANESCO

Dissertação realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

Trabalho vinculado ao Projeto "Implantação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica na Minigeração Distribuída", termo de cooperação comercial CLUBEWATT/SEVENIA/PUCRS de 02/janeiro/2019.

Porto Alegre

Março, 2023



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

SISTEMA REMOTO DE MEDIÇÃO DE IRRADIÂNCIA SOLAR PARA OBTENÇÃO DO DESEMPENHO GLOBAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

CANDIDATO: ANTÔNIO AUGUSTO TORRES DE ALBUQUERQUE

Esta Dissertação de Mestrado foi julgada para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

DR. ADRIANO MOEHLECKE - ORIENTADOR

DRA. IZETE ZANESCO - COORIENTADORA

BANCA EXAMINADORA

DR. JOÃO BERNARDES DA ROCHA FILHO - PÓS - GRADUAÇÃO EM EDUCAÇÃO EM CIÊNCIAS E MATEMÁTICA - PUCRS

DR. ROBERTO HUBLER - DO PGETEMA - PUCRS

PUCRS

Campus Central
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 32 - Sala 507 - CEP: 90619-900
Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625
E-mail: engenharia.pg.materiais@pucrs.br
www.pucrs.br/politecnica

Ficha Catalográfica

A345s Albuquerque, Antônio Augusto Torres de

Sistema remoto de medição de irradiância solar para obtenção do desempenho global de sistemas fotovoltaicos / Antônio Augusto Torres de Albuquerque. – 2023.

68 p.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PUCRS.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Moehlecke.

Coorientadora: Profa. Dra. Izete Zanesco.

1. Desempenho global. 2. Irradiância solar. 3. Sistema fotovoltaico.
I. Moehlecke, Adriano. II. Zanesco, Izete. III. , . IV. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da PUCRS
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bibliotecária responsável: Clarissa Jesinska Selbach CRB-10/2051

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, a minha família pelo suporte, ao Prof. Dr. Adriano Moehlecke e à Profa. Dra. Izete Zanesco pela dedicação e acolhimento que dão a cada um de seus alunos e orientados, além da paciência e empenho, acreditando em cada um de nós nesta experiência acadêmica. Agradeço à Sevenia e Conceptu pela oportunidade por meio do termo de cooperação CLUBEWATT/SEVENIA/PUCRS. Agradeço também ao Dr. Moussa Ly e aos meus colegas de mestrado e demais professores que fizeram parte desta jornada que não acaba aqui.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	10
1.1. Justificativas.....	10
1.2. Objetivos.....	12
2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	14
2.1. Legislação e regulação no Brasil.....	14
2.2. Componentes de um sistema fotovoltaico	14
2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos	16
2.4. Estações solarimétricas	19
2.5. Piranômetros	19
3. CONCEITOS E PARÂMETROS	22
3.1. Radiação, irradiância e irradiação solar	22
3.2. Efeito da irradiância solar nas características elétricas do módulo fotovoltaico	24
3.3. Efeito da temperatura de operação nas características elétricas de módulos fotovoltaicos	26
3.4. Aplicação da célula solar de silício como sensor de irradiância	27
3.5. Resposta angular	28
3.6. Parâmetros de mérito de sistemas fotovoltaicos	29
3.6.1. Produtividade do sistema ou produtividade final	29
3.6.2. Produtividade de referência	29
3.6.3. Desempenho global	30
3.9 Requisitos gerais para calibração de células solares para medição de irradiância solar.....	31
3.9.1 Requisitos para calibração de células solares para medição de irradiância solar com simulador solar.....	32
3.9.2 Requisitos para calibração de células solares para medição de irradiância solar com irradiação solar natural.....	33
3.9.3 Requisitos para calibração de piranômetros de campo utilizando piranômetros de referência	34
4. METODOLOGIA.....	35

4.1. Montagem do aparato de medição de irradiância e sistema para calibração	35
4.2. Cálculo da constante de calibração	41
4.3. Desenvolvimento do dispositivo completo de medida de irradiância e envio de dados para nuvem	41
4.4. Aplicação do sistema remoto de medição de irradiância solar em sistemas fotovoltaicos	43
5. RESULTADOS E ANÁLISE.....	48
5.1 Calibração do medidor de irradiância solar.....	48
5.2 Protótipo do dispositivo	55
5.3 Dados do sistema fotovoltaico e análise	57
6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	63
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Número acumulado de instalações fotovoltaicas conectadas à rede e unidades consumidoras receptoras de crédito. Fonte: Aneel, 2022....	10
Figura 2: Percentual do número de instalações fotovoltaicas por classe de consumidor. Fonte: Aneel, 2022.	11
Figura 3: Arquitetura tradicional de inversores de <i>string</i> conectados à rede elétrica.	16
Figura 4: Módulo fotovoltaico típico, formado por 144 células solares.	16
Figura 5: Sistema fotovoltaico <i>off-grid</i>	17
Figura 6: Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (<i>grid-tie</i>).....	18
Figura 7: Piranômetro de termopilha. Fonte: Adaptada de Hukseflux do Brasil.	20
Figura 8: Piranômetro fotovoltaico. Fonte: Adaptada de Li-Cor.....	21
Figura 9: Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V de uma célula solar de silício cristalino. Fonte: Adaptado de (ABDULRAZZAQ, BOGNÁR, et al., 2022).	25
Figura 10: Relação entre a corrente de curto-circuito e a irradiância solar. Fonte: Adaptada de (ROSSO <i>et al.</i> , 2018).	26
Figura 11: Efeito causado pela variação da temperatura sobre a curva característica I-V. Fonte: Adaptada de (ABDULRAZZAQ; BOGNÁR; PLESZ, 2022)...	26
Figura 12: Célula solar do NT-Solar/PUCRS.....	35
Figura 13: Curva I-V da célula de referência do NT-Solar/PUCRS.	36
Figura 14: Montagem do resistor nos terminais da célula solar.	37
Figura 15: Piranômetro Eppley.....	37
Figura 16: Placa de identificação da constante do piranômetro Eppley.	37
Figura 17. Diagrama de ligação do <i>datalogger</i>	38
Figura 18: Estação de monitoramento.	39

Figura 19: Posicionamento da célula solar nº 5324506083 e piranômetro.....	39
Figura 20: Aparato de medição e armazenamento de dados: datalogger Agilent 37940A.....	40
Figura 21: Irradiância solar em função da hora do dia para três situações na condição do céu, mostrando os resultados do piranômetro e da célula solar calibrada.....	40
Figura 22: Diagrama de blocos da arquitetura proposta para o <i>hardware</i>	42
Figura 23: Circuito elétrico de conversão de entrada da célula solar, microprocessamento e comunicação IoT.....	42
Figura 24: Localização do sistema fotovoltaico no TECNOPUC de Viamão e seus módulos FVs distribuídos nos telhados do prédio 87.	44
Figura 25: Diagrama unifilar dos sistemas fotovoltaicos.	44
Figura 26: Localização do arranjo G4 bem como do inversor e quadros de proteção CA e CC.	45
Figura 27: Fixação da célula solar de referência próxima ao arranjo G4.	45
Figura 28: Visão da infraestrutura parcial do telhado A/E no TECNOPUC, Viamão .	46
Figura 29: Visão panorâmica da infraestrutura do prédio 87, TECNOPUC, Viamão.	46
Figura 30: Página de acesso ao banco de dados.	47
Figura 31: Painel de controle da plataforma web.	47
Figura 32: Irradiância solar medida no período de 21 dias em novembro de 2022...	48
Figura 33: Tensão elétrica sobre o resistor acoplado à célula solar em função da irradiância solar medida pelo piranômetro. A linha vermelha é a correspondente ao ajuste da reta com maior R^2	49
Figura 34: Comparativo da irradiância medida pelo piranômetro de referência e medida pelo dispositivo para um dia de céu sem nuvens.	50
Figura 35: Diferença entre o valor da irradiância solar medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada (PIR - CFCAL) para um dia de céu sem nuvens (18/11/2022).	51

Figura 36: Diferença percentual entre o valor da irradiância solar medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada ((PIR – CFCAL)/PIR)x100 para um dia de céu sem nuvens (18/11/2022).	52
Figura 37: Diferença entre o valor absoluto e em percentual da irradiância medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada para um dia de céu sem nuvens, das 9 h às 15 h (18/11/2022).	52
Figura 38: Dados de irradiância solar (a) e (PIR-CFCAL) em W/m ² (b) relativos às condições de céu sem nuvens, parcialmente nublado e nublado.	53
Figura 39: Diferença absoluta entre a irradiância solar medida pelo piranômetro e pela célula solar para todo o período de aquisição, entre 6 e 18 horas (01 – 21/11/2022).	54
Figura 40: Diferença percentual entre a irradiância solar medida pelo piranômetro e pela célula solar para todo o período de aquisição, entre 6 e 18 horas (01 – 21/11/2022).	54
Figura 41: Placa final montada.....	55
Figura 42: Protótipo montado em caixa vedada.....	57
Figura 43: Sistema de medição e célula solar de referência do NT-Solar.....	57
Figura 44: Curva de potência do inversor na saída em (kW) e da irradiância solar medida pelo SRMIS.	58
Figura 45: Produtividade final diária, produtividade de referência diária e desempenho global diário do SFCR (24/11/2022 a 09/01/2023).	60
Figura 46: Curva de potência do inversor e da irradiância medida pelo SRMIS (14/12/2022).	61
Figura 47: Curva de potência do inversor e da irradiância medida pelo SRMIS em um dia nublado (26/11/2022).	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Critérios para avaliar a condição do céu. Fonte: Adaptado de NWS.....	34
Tabela 2. Características da célula solar fabricada no NT-Solar.....	36
Tabela 3: Especificações técnicas do piranômetro. Fonte: Eppley.	38
Tabela 4: Características do conversor A/D.....	43
Tabela 5. Condições do céu e valor de calibração da célula solar.....	49
Tabela 6: Validação da entrada de medição do protótipo.	56
Tabela 7: Produtividade de referência, produtividade final e desempenho global diários calculados (24/11/2022 a 09/01/2023).	58

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

A/D	Analógico para digital	-
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	-
CFCAL	Célula solar calibrada	-
CH	Canal de entrada do datalogger	-
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	-
FC	Fator de capacidade	-
FV	Fotovoltaica(o)	-
G1	Arranjo número 1	-
G2	Arranjo número 2	-
G3	Arranjo número 3	-
G4	Arranjo número 4	-
G _{ALB}	Irradiância devido ao albedo	W/m ²
GD	Geração distribuída	-
G _{DIF}	Irradiância difusa	W/m ²
G _{DIR}	Irradiância direta	W/m ²
G _{HOR}	Irradiância global	W/m ²
G _{TOT}	Irradiância total	W/m ²
<i>H</i>	Irradiância solar	W/m ²
H _{DIF}	Irradiação difusa	Wh/m ²
H _{DIR}	Irradiação direta	Wh/m ²
H _{HOR}	Irradiação global	Wh/m ²
HSP	Horas de sol a pleno	h
H _{TOT}	Irradiação total	Wh/m ²
IEC	International Electrotechnical Commission	-
I _{MP}	Corrente elétrica no ponto de máxima potência	A
IoT	Internet das coisas (<i>internet of things</i>)	-
I _{SC}	Corrente elétrica de curto-circuito	A
I _{SC-STC}	Corrente de curto-circuito na STC	A
ISO	International Organization for Standardization	-
J _{SC}	Densidade de corrente de curto-circuito	A/m ²
KF	Fator de calibração	-
MLPE	Módulo equalizador de eletrônica de potência (<i>module level power electronics</i>)	-
MPPT	Seguimento do ponto de potência máxima (<i>maximum power point tracking</i>)	-
PIR	Piranômetro	-
P _{MP}	Potência no ponto de máxima potência	W
PR	Desempenho global (<i>Performance Ratio</i>)	%
P _{STD}	Potência instalada e medida nas condições padrão	W
PV	<i>Photovoltaic</i>	-
RMSE	Raiz quadrada do erro médio (<i>root mean square error</i>)	W/m ²
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica	-

SRMIS	Sistema remoto de medição de irradiância solar	-
STC	<i>Standard test conditions</i> – condições-padrão de ensaio	-
T _{AMB}	Temperatura ambiente	°C
T _C	Temperatura da célula solar	°C
T _{mod}	Temperatura do módulo fotovoltaico	°C
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição	-
UC	Unidade Consumidora	-
V _{MP}	Tensão elétrica no ponto de máxima potência	V
V _{OC}	Tensão de circuito aberto	V
W _p	Potência elétrica na STC	-
Y _F	Produtividade final do sistema fotovoltaico	kWh/kWp
Y _R	Produtividade de referência	kWh/kWp
ΔV	Incerteza de tensão	mV
Δx	Incerteza percentual	%
η	Eficiência do módulo	-

RESUMO

ALBUQUERQUE, Antônio Augusto. **Sistema remoto de medição de irradiância solar para obtenção do desempenho global de sistemas fotovoltaicos**. Porto Alegre. 2022. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

Os projetos para produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos (FV) crescem ano após ano no Brasil. Em projetos de pequeno e médio porte a produção de energia é estimada por meio de programas de simulação. Surge a necessidade de avaliar o desempenho global desses sistemas frente à produção calculada, implicando a medição da irradiância solar. O desafio é desenvolver um dispositivo de baixo custo para ser usado em sistemas FVs de pequeno e médio porte. A corrente elétrica produzida por uma célula solar é diretamente proporcional (linear) à irradiância solar e acoplado-se um resistor, pode-se obter um valor de tensão proporcional à irradiância. Foi desenvolvido e caracterizado um dispositivo para obter a irradiação solar e transmitir os dados para uma plataforma na nuvem. A célula solar de silício usada no dispositivo foi calibrada e os valores de irradiância solar foram comparados em relação aos obtidos por um piranômetro térmico, mostrando uma raiz quadrada do erro médio da ordem de $9,7 \text{ W/m}^2$ nos 21 dias de leitura das 6 h às 18 horas. O dispositivo foi instalado em um sistema fotovoltaico em Viamão - RS. Durante 47 dias de novembro/2022 a janeiro/2023, os dados de irradiância solar bem como os dados de produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico foram enviados para a nuvem. A medição da irradiância permitiu a identificação de problemas de sombreamento no arranjo fotovoltaico. O desempenho global médio no período foi de 91 %, estando de acordo com o previsto para sistemas bem dimensionados e instalados.

Palavras-Chaves: desempenho global, irradiância solar, sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

ALBUQUERQUE, Antônio Augusto. **Sistema remoto de medição de irradiância solar para obtenção do desempenho global de sistemas fotovoltaicos**. Porto Alegre. 2022. Master Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The projects for the production of electric energy by photovoltaic (PV) systems grow year after year in Brazil. In small and medium size projects the energy production is estimated using simulation software. However, it is essential to assess the performance ratio of these systems against the calculated production, implying the measurement of solar irradiance. The challenge is to develop a low-cost device to be used in small and medium size PV systems. The electric current produced by a solar cell is directly proportional (linear) to the solar irradiance, and by coupling a resistor, a voltage value proportional to the irradiance can be obtained. A device was developed and characterized to obtain solar irradiance and transmit the data to a cloud platform. The silicon solar cell used in the device was calibrated and the solar irradiance values were compared with those obtained by a thermal pyranometer, showing a root mean square error of the order of 9.7 W/m^2 in the 21 days of readings from 6 am to 6 pm. The device was installed in a photovoltaic system in Viamão - RS. During 47 days from November/2022 to January/2023, the solar irradiance data as well as the electricity production data from the photovoltaic system were sent to the cloud. The irradiance measurement allowed the identification of shading problems in the PV arrangement. The average overall performance ratio in the period was 91 %, being in line with what is expected for well-designed installed systems.

Keywords: performance ratio, solar irradiance, photovoltaic system.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

1.1. Justificativas

O país atingiu no final de 2022 o número de 1,6 milhão de instalações de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados à rede elétrica (SFCR), com um crescimento de 100,2% em relação ao mesmo período de 2021, acompanhado de um incremento de 108,0% de unidades consumidoras (UC) receptoras de crédito. A Figura 1 mostra o crescimento do número de instalações de sistemas FVs e UCs que receberam créditos (ANEEL, 2022). No ano de 2021 houve um crescimento de 51,8 % em potência instalada em relação ao ano de 2020. Em 2022 esse aumento superou o valor de 72 % passando de 8,59 GW para 11,9 GW em potência instalada.

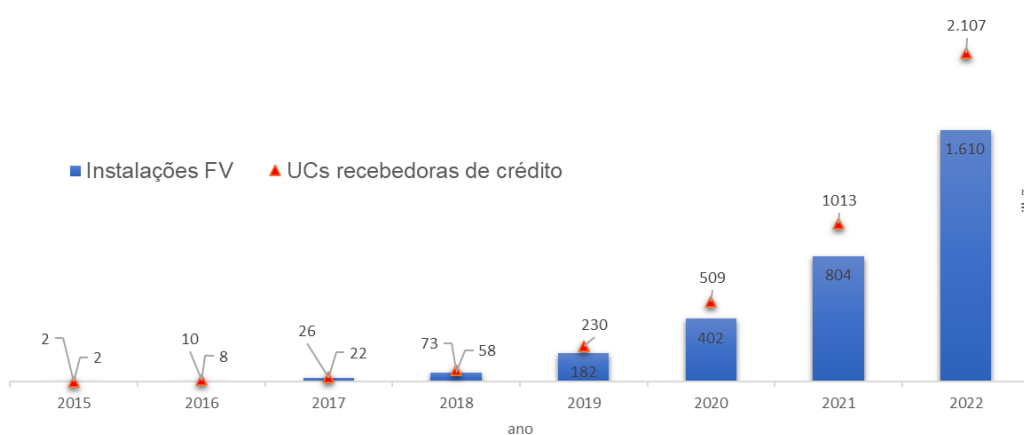


Figura 1: Número acumulado de instalações fotovoltaicas conectadas à rede e unidades consumidoras receptoras de crédito. Fonte: Aneel, 2022.

A classe residencial continua sendo a mais representativa, ampliando sua participação no volume de SFCR adicionados em 2022, crescendo fortemente na

microgeração (instalações abaixo de 75 kW) que representa 85 % da potência instalada. A tarifa da energia elevada e o trabalho remoto contribuíram para maior adoção de geração distribuída (GD) nas residências, aliados à queda nas atividades comerciais no período de pandemia. A Figura 2 mostra o número acumulado de instalações por classe de consumidor. O consumidor residencial representa 79 % das instalações fotovoltaicas, acompanhado da classe comercial com 11 %, da rural com 8 % e industrial com 2 % das unidades consumidoras com geração distribuída (ANEEL, 2022).

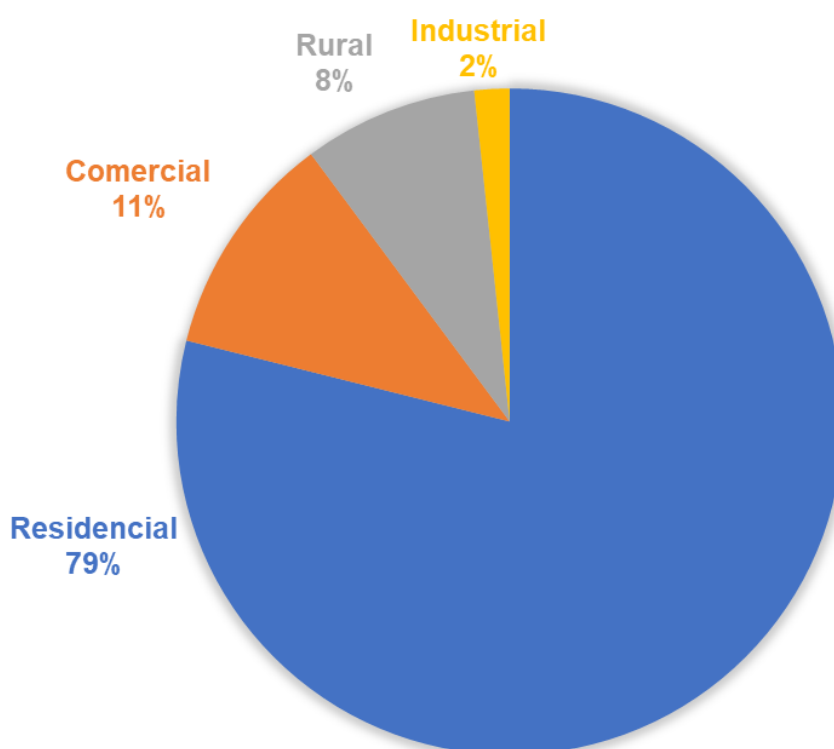


Figura 2: Percentual do número de instalações fotovoltaicas por classe de consumidor. Fonte: Aneel, 2022.

Com o aumento da demanda pelo lado do consumidor, a quantidade de empresas que oferecerem o projeto e a instalação do SFCR também cresceu. Em muitos casos, estas empresas, para vender o SFCR relacionam a produção de energia fotovoltaica com a conta de energia do consumidor. Esta relação é realizada por meio de estimativas e simulações da produção de energia elétrica anual comparada com a economia que o consumidor terá, bem como, o tempo de retorno do investimento.

Nem sempre as condições para a instalação são satisfeitas por completo, entre as quais, podemos citar: o perfil de consumo, a potência do sistema, a posição dos módulos FVs em relação a orientação solar, a sujidade, a temperatura, o ângulo de inclinação e o sombreamento, resultando em uma produção de energia menor do que aquela prevista no projeto.

Surge, então, a necessidade de mensurar se a produção de energia está em conformidade com o que foi planejado. Esta avaliação pode ser realizada pelo parâmetro de mérito conhecido como desempenho global (PR) ou (performance ratio). Este parâmetro possibilita comparar sistemas fotovoltaicos e permite ao consumidor determinar se o sistema está operando dentro das expectativas. No entanto, para calcular o desempenho global, é necessário medir a irradiância solar.

Os instrumentos para a medição da irradiância solar disponíveis comercialmente são conhecidos como piranômetros. O Brasil possui uma rede solarimétrica relativamente pequena em relação ao território nacional. A principal dificuldade para ampliação das redes solarimétricas está relacionada aos elevados custos dos sensores de medida de irradiância solar no país. São instrumentos importados, com um elevado custo de aquisição, o que torna seu uso limitado quase exclusivamente às universidades, centros de pesquisa e grandes empresas. (SANTOS *et al.*, 2020; SHIBUYA; LEI, 2022; SOUZA DE PAULA *et al.*, 2020).

1.2. Objetivos

O objetivo desta dissertação é desenvolver um sistema remoto, com tecnologia da internet das coisas (IoT), para medição de irradiância solar e obtenção do PR de sistemas fotovoltaicos.

Os objetivos específicos são:

- Projetar um dispositivo contemplando *hardware* e *firmware* para a medição de irradiância solar com uma célula solar encapsulada;
- Calibrar o dispositivo frente a um piranômetro térmico;
- Medir e registrar a irradiação solar com o dispositivo de forma remota;
- Calcular a partir dos dados coletados o desempenho global de um sistema fotovoltaico instalado em Viamão-RS.

A inovação deste trabalho está em criar um dispositivo completo que permita medir a irradiância solar com células solares e transmitir os dados para uma nuvem, permitindo o cálculo do desempenho global de sistemas fotovoltaicos.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1. Legislação e regulação no Brasil

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL regulamenta e define os procedimentos para acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica. O módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional define a conexão ao sistema de distribuição (ANEEL, 2021a).

A resolução normativa Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 aprimora as regras para a conexão de centrais de microgeração e minigeração distribuída, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (ANEEL, 2023).

Os tipos de fontes incentivadas podem ser energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. O acesso estabelecido para conexão no sistema de distribuição de energia elétrica na microgeração limita-se ao máximo de 75 kW de potência instalada e na minigeração ao máximo de 3 MW de potência instalada. No sistema de compensação, a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema (ANEEL, 2021b).

2.2. Componentes de um sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos basicamente são compostos por inversor fotovoltaico, módulos fotovoltaicos, estrutura metálica e elementos de fixação, cabos de conexão, circuitos de proteção e disjuntor de conexão.

Os inversores fotovoltaicos são equipamentos que convertem a energia elétrica, originada em corrente contínua nos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada, em tensão e frequência compatíveis com a rede da distribuidora de energia.

Um inversor tem basicamente duas funções: maximizar a energia produzida e converter a tensão e corrente contínua para tensão e corrente alternada. Atualmente, em caráter comercial, há dois tipos de tecnologia de inversores: o inversor de *string* e aqueles com a tecnologia MLPE (*module level power electronics*).

A tecnologia MLPE, por sua vez, está subdividida em microinversores e inversores com otimizadores de potência. Este trabalho destina-se a avaliar aplicações com os inversores de *string* que ainda são predominantes no Brasil.

É importante deixar claro que o objetivo de um sistema fotovoltaico é converter o máximo de energia possível para uso, mas a máxima energia que é possível converter em dado instante está sujeita a uma série de variáveis que alteram essa condição.

Visando maximizar a produção de energia, os inversores possuem uma função chamada de seguimento do ponto de potência máxima¹ (em inglês, MPPT, *maximum power point tracking*). Além disso, incorporam funções de segurança tais como isolamento galvânico, proteções de sobrecorrente, proteções de anti-ilhamento, desconexão e reconexão automática.

A mais antiga tecnologia de inversor para sistemas fotovoltaicos é o inversor de *string*. A Figura 3 apresenta a arquitetura tradicional com vários módulos fotovoltaicos (FVs) podendo estar ligados em série e paralelo, formando os arranjos fotovoltaicos.

Como cada módulo FV fornece uma potência, a interligação entre eles permite obter altas potências na entrada do inversor.

Os módulos FVs são constituídos de um conjunto de células solares interligadas. As principais características elétricas são: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), potência máxima (P_{MP}), tensão no ponto de máxima potência (V_{MP}), corrente elétrica no ponto de máxima potência (I_{MP}) e eficiência (η). A Figura 4 mostra um módulo fotovoltaico típico.

¹ NBR ABNT 10899:2020

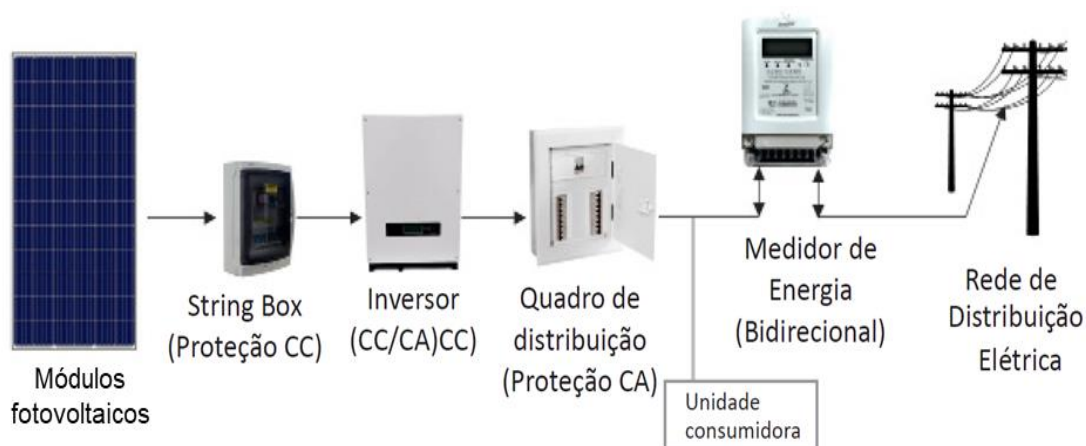


Figura 3: Arquitetura tradicional de inversores de *string* conectados à rede elétrica.

As características elétricas dos módulos FVs são referentes às normas padrão de medição, *standard test conditions* (STC), que são: irradiância solar de 1000 W/m^2 , espectro AM1,5G e temperatura de operação de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Em sua maioria, os módulos fotovoltaicos comercializados atualmente no Brasil possuem potência entre 450 Wp até 560 Wp (tolerâncias de $+ 5\%$), V_{oc} da ordem de 42 V , I_{sc} da ordem 13 A , com dimensões de $2279 \text{ mm} \times 1134 \text{ mm} \times 35 \text{ mm}$, massa de 28 kg e eficiência maior que 21% .



Figura 4: Módulo fotovoltaico típico, formado por 144 células solares.

2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos

O sistema isolado, também conhecido por *off-grid*, mostrado na Figura 5, não tem ligação com a rede de distribuição de energia elétrica. Este sistema tem por

finalidade atender o consumo próprio e pode alimentar cargas diretamente em corrente contínua (CC) ou em corrente alternada.

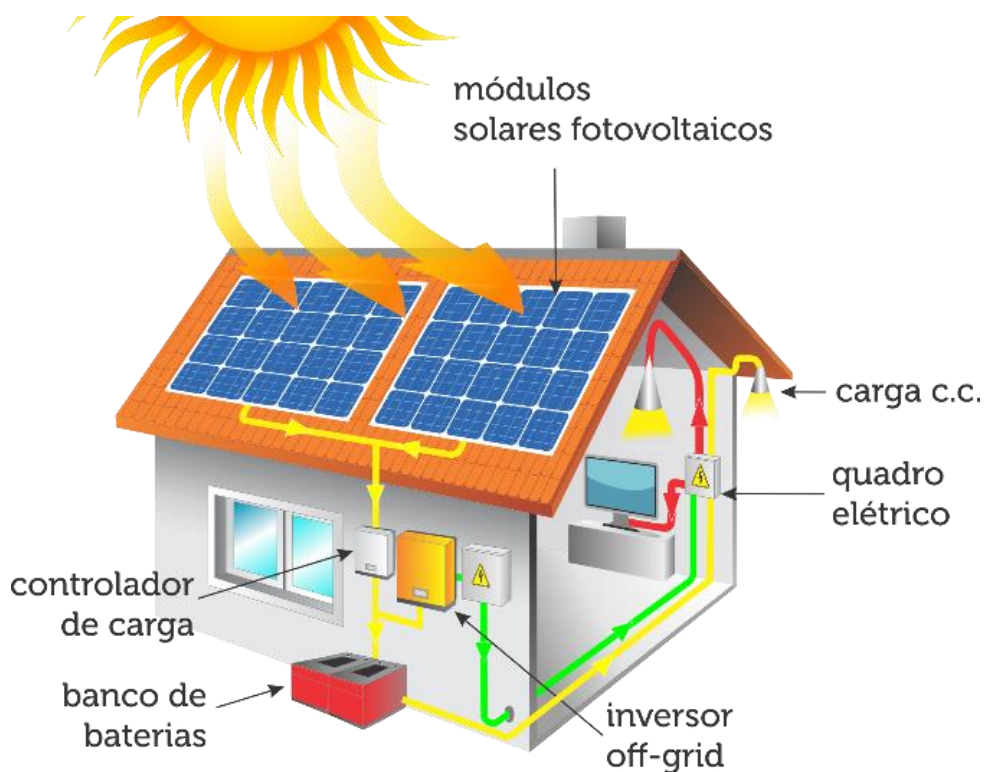


Figura 5: Sistema fotovoltaico *off-grid*.

Na maioria dos casos, empregam-se dispositivos de armazenamento de energia. Os sistemas sem armazenamento de energia têm aplicações como de bombeamento. Os sistemas com armazenamento de energia têm seus usos típicos em iluminação (“poste solar”), na área de telecomunicações, sinalização náutica, dentre outros.

Os sistemas conectados à rede elétrica, também conhecido por *grid-tie*, estão interligados à rede de energia elétrica da distribuidora. Na Figura 6 é mostrado que o sistema fotovoltaico se conecta à rede elétrica e alimenta as cargas em corrente alternada.

Nesse tipo de sistema, quando o consumo de energia é inferior à produção, o excedente é injetado na rede da distribuidora, como se fosse um empréstimo, e devolvido quando a produção for inferior ao consumo. Na prática a distribuidora funciona como se fosse uma conta de banco onde se deposita e saca a quantia da conta. Evidente que existe um custo para essa operação que envolve impostos, tarifa

de uso do sistema de distribuição (TUSD), bandeiras tarifárias, entre outros (ANEEL, 2021b).

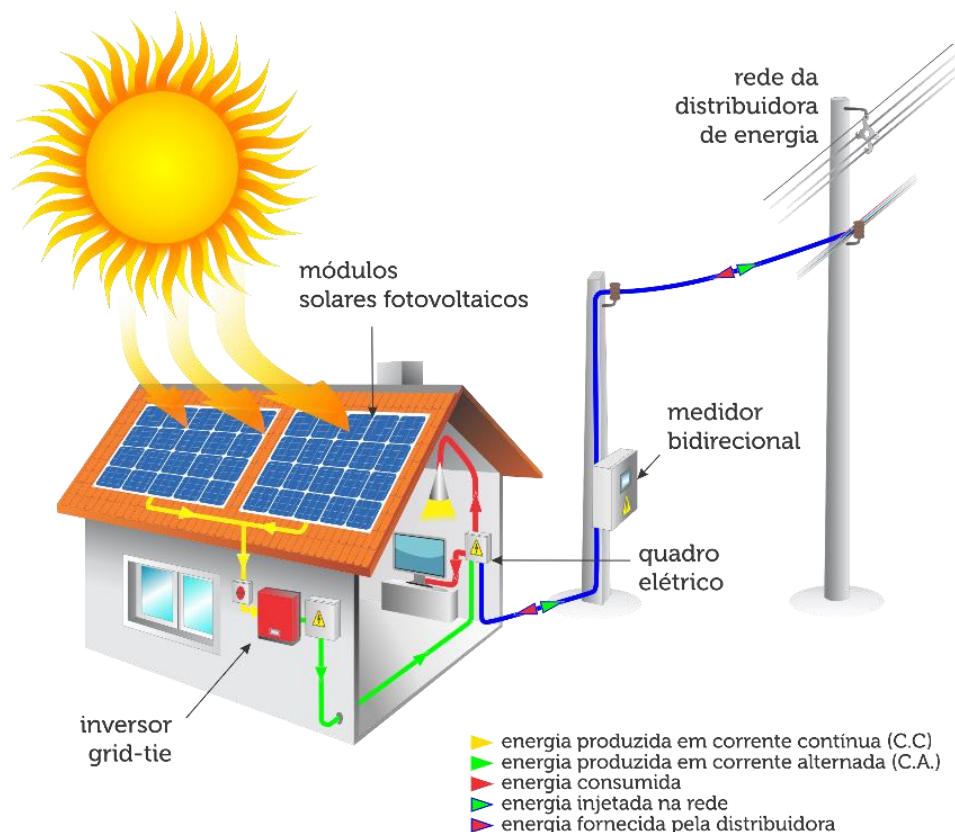


Figura 6: Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (*grid-tie*).

Uma das características de um sistema conectado à rede elétrica é que, quando ocorre uma falta de energia da distribuidora, mesmo que haja incidência de energia solar sobre os módulos fotovoltaicos, não haverá alimentação das cargas. Os inversores possuem sistemas de proteção anti-ilhamento para evitar o fornecimento de energia elétrica à rede nestas situações.

O sistema fotovoltaico com bateria e conectado à rede elétrica da distribuidora possui armazenamento de energia por baterias. A ligação permite, mesmo na ausência de energia elétrica da distribuidora, manter as cargas alimentadas, ou controlar os horários em que a energia será injetada na rede da distribuidora, possibilitando um melhor gerenciamento energético.

2.4. Estações solarimétricas

No Brasil, os equipamentos utilizados para a obtenção de dados ambientais para aplicação em usinas fotovoltaicas são chamados de estações solarimétricas. As grandezas físicas medidas podem ser divididas em Solares e Climáticas. A primeira refere-se às grandezas diretamente relacionadas à radiação solar do local e a última refere-se aos fatores climatológicos do local. Esses equipamentos podem se comunicar com os inversores para uma análise integrada dos dados de produção de energia elétrica.

Para a criação de empreendimentos fotovoltaicos que passam por leilões de energia elétrica no Brasil, devem ser utilizados dados provenientes de estações solarimétricas para a verificação do potencial de geração com os requisitos mínimos que são definidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que realiza pesquisas para a expansão do sistema elétrico nacional (VASCONCELLOS *et al.*, 2021).

A estação deve estar equipada, no mínimo, com instrumentos de medição de radiação solar global (dois piranômetros, padrão “First Class” ou superior, conforme a norma ISO 9060, 1990, orientados no plano horizontal), umidade relativa, temperatura e velocidade do vento. Dos instrumentos citados, o piranômetro é o dispositivo de interesse neste trabalho.

2.5. Piranômetros

O piranômetro termoelétrico ou de termopilha, mostrado na Figura 7, é um instrumento destinado a medir a irradiância solar dada em W/m^2 . Por definição, então, um piranômetro tem um campo de visão de 180° . O fluxo de energia solar varia com o cosseno do ângulo da irradiação incidente. Assim a resposta do piranômetro se assemelha ao cosseno do ângulo (ZANESCO, 1991).



Figura 7: Piranômetro de termopilha. Fonte: Adaptada de Hukseflux do Brasil.

A radiação solar então é transmitida através das duas semiesferas de vidro e absorvida por um revestimento metálico com tinta preta. Esse revestimento com tinta preta simula a resposta de um corpo negro de modo que a energia solar incidente é praticamente toda absorvida e convertida em calor. O sensor chamado de termopilha converte a energia térmica em energia elétrica. Com o aquecimento é produzida uma diferença de potencial elétrico proporcional à irradiância solar incidente na termopilha. A combinação das semiesferas de vidro e do revestimento preto cria um sensor com uma resposta direcional excelente e tem uma resposta espectral que não depende do comprimento de onda da radiação solar de 300 a 3000 nm (SOUZA DE PAULA *et al.*, 2020).

Uma variedade de produtos está no mercado hoje, normalmente com os instrumentos mais estáveis tendo os preços mais elevados.

O piranômetro fotovoltaico, como o mostrado na Figura 8, apresenta uma célula solar como elemento sensor que converte diretamente a radiação solar em corrente elétrica proporcional à irradiância solar que incide na célula solar. Pelo efeito fotovoltaico, a célula solar produz uma corrente elétrica que é proporcional à intensidade da radiação incidente.

Contudo, tais equipamentos não apresentam resposta espectral plana, mas limitada dentro da faixa de 400-1100 nm. A não linearidade acarreta incertezas distintas para observações realizadas em condições de céu claro e céu totalmente

nublado. Além disso, a resposta de cosseno desse equipamento é inferior ao piranômetro térmico (ZANESCO, 1991).



Figura 8: Piranômetro fotovoltaico. Fonte: Adaptada de Li-Cor.

Entretanto, para aplicações didáticas em universidades ou para medição do desempenho global em SFCR, estes instrumentos atendem todos os requisitos necessários tanto de linearidade e de resposta espectral (SHIBUYA; LEI, 2022).

3. CONCEITOS E PARÂMETROS

3.1. Radiação, irradiância e irradiação solar

A energia proveniente do Sol é uma forma de energia renovável, praticamente inesgotável, que está disponível gratuitamente e pode ser aproveitada para suprir parte das necessidades da sociedade, seja para aplicações de aquecimento ou para a produção de energia elétrica.

Além disso, ela origina o ciclo das águas que permite a produção de energia elétrica por meio das hidrelétricas. A radiação solar é que induz a circulação atmosférica em larga escala, gerando assim, os ventos. E essa radiação solar fornece também energia suficiente para o desenvolvimento de animais e plantas que, ao virarem resíduos, geraram os combustíveis fósseis como o petróleo, gás natural e o carvão (PINHO; GALDINO, 2014). A energia do Sol pode atingir diretamente uma superfície absorvedora na superfície da terra ou sofrer diversos efeitos antes que isso ocorra, devido a interações com os gases da atmosfera e nuvens. Outros efeitos que podem ocorrer são reflexões no solo e em objetos próximos, de forma que a radiação eletromagnética total que atinge a superfície absorvedora é a soma de três componentes:

- Radiação direta: componente da radiação solar que atinge a superfície sem sofrer espalhamento ou reflexão.
- Radiação difusa: porção que atinge a superfície absorvedora após ter sido espalhada pelos elementos que compõem a atmosfera ou refletida pelas nuvens.

- Albedo: componente da radiação solar que atinge o corpo absorvedor após ter sido refletida pelo solo ou por objetos próximos.

A irradiância é uma grandeza que quantifica a taxa de radiação solar, ou seja, é a potência por unidade de área e, é expressa em W/m^2 . Ao interagir com a atmosfera terrestre, a irradiância origina a componente difusa. Portanto, na superfície terrestre, incide tanto a irradiância solar direta como a difusa. A soma destas componentes resulta na irradiância global (na superfície horizontal) ou total, denominação que depende da inclinação do plano onde se realiza a medida.

A irradiância solar que atinge a camada atmosférica, perpendicular à superfície da Terra, é de aproximadamente $1367 W/m^2$, denominada constante solar.

Entretanto, nem toda essa irradiância chega à superfície da Terra. A atmosfera terrestre reduz este valor através de reflexão, absorção e espalhamento. O nível de irradiância que chega à superfície da Terra em dias ensolarados e próximo ao meio-dia solar é da ordem de $1.000 W/m^2$. Este valor é considerado como valor padrão para a especificação da potência nominal de uma célula solar ou de um módulo fotovoltaico.

A norma brasileira (NBR 10899, 2020) define alguns termos técnicos relacionados a grandeza da irradiância, como:

- irradiância solar (G): taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em W/m^2 ;
- irradiância difusa (G_{DIF}): potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta;
- irradiância direta (G_{DIR}): irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada ou absorvida pela atmosfera, podendo ser normal ou horizontal;
- irradiância global (G_{HOR}): potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, sendo igual à irradiância direta mais a irradiância difusa;
- irradiância devido ao albedo (G_{ALB});
- irradiância total (G_{TOT}): potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebido em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer;

A irradiação é a grandeza usada para mensurar a energia solar incidente sobre uma área por um determinado tempo (Wh/m^2), que expressa energia por área. Esta medida é útil para fazer dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos, pois pode definir o recurso solar disponível em uma região específica. A norma brasileira (NBR 10899, 2020) define alguns termos técnicos relacionados a grandeza da irradiação, como:

- irradiação solar (I) ou (H): irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, medida em Wh/m^2 , sendo simbolizada por “ I ”, quando integrada no tempo de uma hora, ou por “ H ”, quando integrado no tempo de um dia;
- irradiação difusa (I_{DIF}) ou (H_{DIF}): irradiância difusa integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- irradiação direta (I_{DIR}) ou (H_{DIR}): irradiância direta integrada durante um espaço de tempo especificado;
- irradiação global (I_{HOR}) ou (H_{HOR}): irradiância global integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- irradiação total (I_{TOT}) ou (H_{TOT}): irradiância total integrada durante um intervalo de tempo especificado.

O cálculo da irradiação solar é dado pela Equação 1:

$$H = \int G(t)dt \quad (1)$$

Onde H é a irradiação solar e $G(t)$ é a irradiância.

3.2. Efeito da irradiância solar nas características elétricas do módulo fotovoltaico

Um dos fatores que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos é a irradiância solar, pela grande influência principalmente sobre a corrente elétrica produzida. A corrente de curto-circuito é a máxima corrente produzida

pelo módulo FV e esta corrente é diretamente proporcional à irradiância solar que incide sobre o módulo. A Equação 2 mostra a relação da corrente de curto-circuito em função da irradiância incidente de um módulo FV ou célula solar.

$$I_{SC} = \left(\frac{G}{1000} \right) \times I_{SC,STC} \quad (2)$$

Onde $I_{sc,STC}$ é a corrente de curto-circuito do módulo FV nas condições padrão de medição (*standard test condition* - STC), G é a irradiância solar incidente no módulo FV, em W/m^2 e 1000 é a irradiância nas condições padrão de medição, em W/m^2 .

De modo que na curva da corrente elétrica em função da tensão aplicada e em condições padrão de medição (curva I-V) mostrada na Figura 9, percebe-se que a principal influência é na corrente elétrica.

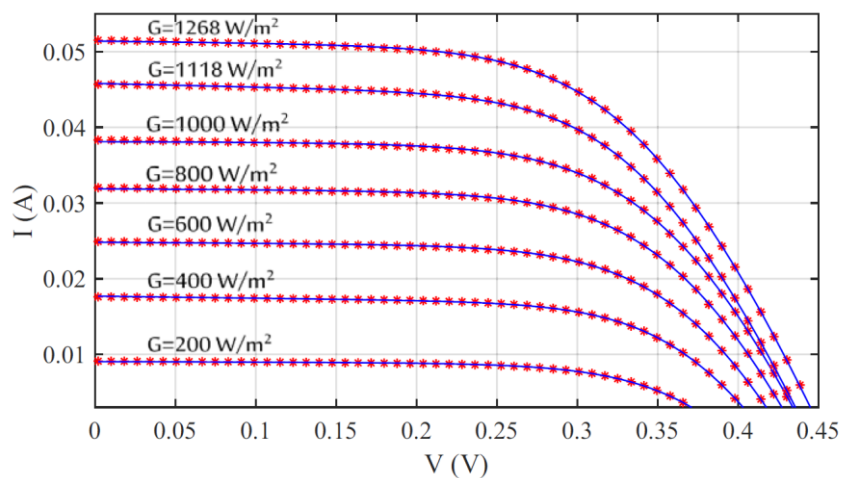


Figura 9: Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V de uma célula solar de silício cristalino. Fonte: Adaptado de (ABDULRAZZAQ, BOGNÁR, et al., 2022).

Com o aumento da irradiância solar incidente sobre a célula solar, como mostra a Figura 10, observa-se a relação linear entre a corrente de curto-circuito e a irradiância solar, na faixa de irradiação medida (ROSSO *et al.*, 2018).

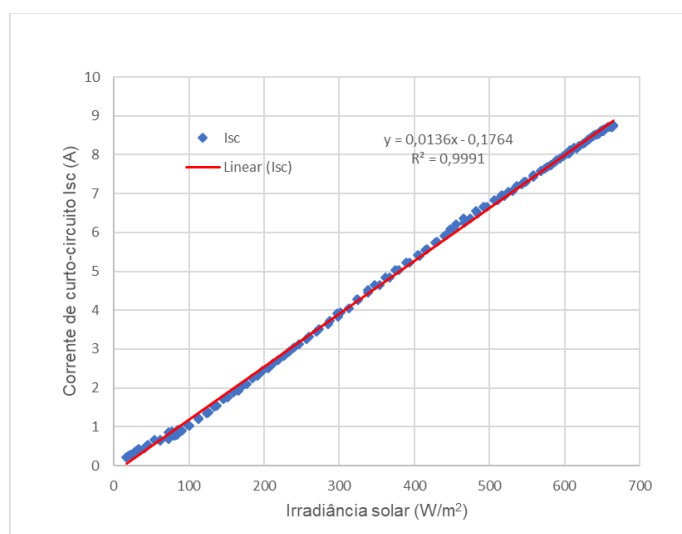


Figura 10: Relação entre a corrente de curto-circuito e a irradiância solar. Fonte: Adaptada de (ROSSO *et al.*, 2018).

3.3. Efeito da temperatura de operação nas características elétricas de módulos fotovoltaicos

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A Figura 11 mostra as curvas I-V de um módulo FV para diversas temperaturas da célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão elétrica (ABDULRAZZAQ; BOGNÁR; PLESZ, 2022).

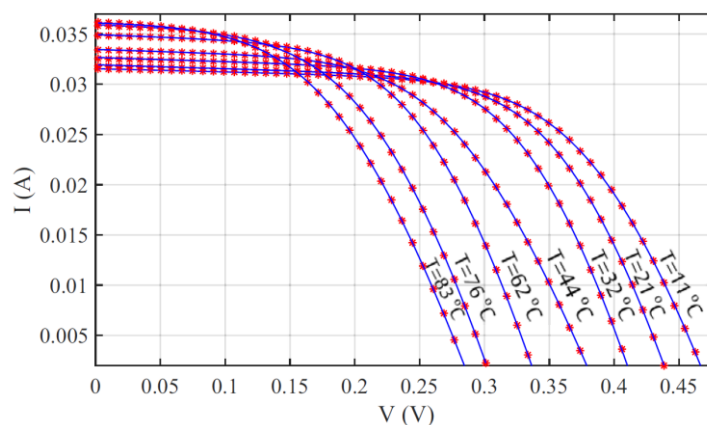


Figura 11: Efeito causado pela variação da temperatura sobre a curva característica I-V. Fonte: Adaptada de (ABDULRAZZAQ; BOGNÁR; PLESZ, 2022).

A variação da tensão de circuito aberto pode ser determinada pela Equação 3:

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC}(1 + \beta(T - 25)) \quad (3)$$

Onde $V_{OC}(T)$ é a tensão elétrica de um módulo fotovoltaico em uma temperatura diferente da STC, $V_{OC,STC}(T)$ é a tensão elétrica de um módulo fotovoltaico na temperatura da *standard test condition* (STC), β é o coeficiente de variação da tensão elétrica de circuito aberto em função da temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$) e T é a temperatura da célula solar no módulo.

A temperatura de operação de um módulo FV pode ser estimada pela Equação 4:

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t G \quad (4)$$

Onde $T_{mod}(^{\circ}\text{C})$ é a temperatura do módulo, $T_{amb}(^{\circ}\text{C})$ é a temperatura ambiente, $G(W/m^2)$ é a irradiância solar incidente sobre o módulo FV e $K_t(^{\circ}\text{C}/W.m^{-2})$ é o coeficiente térmico para o módulo FV, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03, se não for fornecido nas especificações do fabricante.

3.4. Aplicação da célula solar de silício como sensor de irradiância

A célula de silício apresenta uma corrente de curto-circuito que cresce linearmente com a irradiância solar, característica que estimula seu uso como sensor de irradiância solar. Comparando o sensor de silício com um sensor térmico observa-se que o tempo de resposta do sensor de silício é da ordem de 10 microssegundos, muito menor que um sensor térmico.

Em um piranômetro fotovoltaico as possíveis variações da constante de calibração com o ângulo de inclinação são desprezíveis. Esta é outra vantagem em relação aos piranômetros térmicos, que apresentam variações da constante de calibração em relação ao ângulo de inclinação, devidos aos efeitos convectivos.

A constante de calibração em um piranômetro fotovoltaico não varia significativamente com o tempo. Outra característica da célula de silício é a corrente de curto-circuito variar muito pouco com a variação de temperatura. Desta forma, para usar a célula solar como sensor conecta-se um resistor com resistência elétrica de valor muito baixo nos terminais da célula e mede-se a queda de tensão produzida (ZANESCO, 1991).

3.5. Resposta angular

Quando a radiação solar incide sobre uma superfície, pode ser refletida de duas maneiras: especular e difusa. Na reflexão especular o ângulo entre os raios solares incidentes e a normal da superfície será igual ao ângulo entre os raios solares refletidos e a normal (o ângulo azimutal varia 180°). No caso da reflexão difusa, a radiação é refletida uniformemente em todas as direções, independente das características da radiação incidente. A reflexão na superfície, de modo geral, não é especular nem difusa, mas uma mistura das duas. Quando a superfície em que a radiação solar incide não é totalmente difusora, a quantidade de radiação refletida depende do ângulo de incidência.

Um piranômetro deve apresentar resposta que varia conforme o cosseno do ângulo do zênite e que não varie para qualquer ângulo azimutal. A resposta angular ou resposta cosseno, diz respeito à capacidade do piranômetro de realizar medições da irradiância direta independente do ângulo em que se encontra em relação ao Sol. É o desvio produzido pela resposta do piranômetro em função do ângulo de zênite quando comparada com uma curva cosseno ideal (ZANESCO, 1991).

Em um piranômetro térmico é usada uma cúpula de vidro, cuja transmitância não varia para qualquer ângulo de incidência da radiação solar. Em um piranômetro fotovoltaico de silício é possível usar um material difusor (SOUZA DE PAULA *et al.*, 2020).

Em alguns projetos, verifica-se que a cúpula é confeccionada em um formato especial, geralmente cônico ou semiesférico, visando reduzir o erro devido ao efeito cosseno do instrumento (SANTOS *et al.*, 2020; SOUZA DE PAULA *et al.*, 2020).

3.6. Parâmetros de mérito de sistemas fotovoltaicos

Existem vários parâmetros para julgar o desempenho de um SFCR: produtividade do sistema (Y_F), produtividade de referência (Y_R), fator de capacidade (FC) e desempenho global (*performance ratio* - PR).

Esses índices de mérito são obtidos pelos valores de energia produzida (em kWh), potência instalada (kW) e irradiação solar (kW/m²), e possibilitam comparar SFCRs. Assim, utilizando a leitura da medição da energia produzida pelo sistema FV e da medição da irradiação solar, é possível determinar estes índices de mérito do SFCR e conhecer o desempenho global de qualquer sistema FV.

3.6.1. Produtividade do sistema ou produtividade final

A produtividade do sistema ou produtividade final (Y_F) definida como a razão entre o valor médio da energia elétrica produzida (kWh) em um período de tempo (T) entregue à carga e a potência nominal do sistema fotovoltaico, tendo como unidade o kWh/kWp ou simplesmente horas. A produtividade indica o quanto um sistema fotovoltaico em uma determinada localidade pode produzir energia elétrica, sendo um ótimo parâmetro para comparar locais (a irradiação e temperatura do local) e a instalação. A produtividade pode ser descrita pela Equação 5:

$$Y_F = \frac{1}{P_{STD}} \left[\frac{1}{T} \int_0^T P_{FV}(t) dt \right] \quad (5)$$

Onde $P_{FV}(t)$ é a potência entregue pelo sistema no instante t, P_{Std} é a potência instalada, medida nas condições padrão STC e T é o período de tempo de integração.

3.6.2. Produtividade de referência

A produtividade de referência (Y_R) é a razão entre a irradiação solar incidente no arranjo fotovoltaico e a irradiância de referência (1 kW/m²) sendo calculada pela Equação 6.

$$Y_R = \left(\frac{1kW}{m^2}\right)^{-1} \left[\frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \right] \quad (6)$$

Onde $G(t)$ é a irradiância no plano do arranjo fotovoltaico (em kW/m^2) e T é o período de integração. A Y_R é equivalente ao número de horas que no arranjo FV incide o valor de irradiância solar de $1000 W/m^2$, também denominada de horas de sol a pleno (HSP).

Em outras palavras, HSP representam uma grandeza que indica o número de horas diárias em que a irradiância solar alcança o valor de $1 kW/m^2$, que é o valor de referência.

3.6.3. Desempenho global

Um dos parâmetros mais importantes para caracterizar um sistema fotovoltaico, o desempenho global (PR), indica o quanto a operação real de um sistema FV se aproxima da performance ideal e permite comparar sistemas fotovoltaicos independentemente da localização, ângulo de inclinação, orientação e potência nominal do sistema (PADMAVATHI; DANIEL, 2013) .

O indicador PR é definido como a razão entre a produtividade final e a produtividade de referência do sistema, como expressa a Equação 7 (OZDEN; AKINOGLU; TURAN, 2017):

$$PR = \left(\frac{Y_F}{Y_R}\right) \times 100\% \quad (7)$$

3.6.4. A importância do desempenho global

Os padrões de produtividade em sistemas FVs em diferentes localidades são muito úteis para uma estimativa de produtividade esperada em sistemas próximos, bem como em sistemas FVs que estão em diferentes locais (KHALID *et al.*, 2016).

Por exemplo, na Alemanha a produtividade de referência (Y_R) é de $950 kWh/kWp$ sendo este um valor muito razoável por ano. No norte da Alemanha, este Y_R pode ser muito alto e no sul da Alemanha este pode ser menor que o valor real

medido que é maior do que 1050 kWh/kWp. De maneira similar, a produtividade final (Y_F) é um bom indicador para comparar sistemas FVs localizados em um mesmo lugar com estrutura de montagem do mesmo tipo ou similares. Em Friburgo, na Alemanha, com diferentes datas de instalação, usando diferentes módulos fotovoltaicos e inversores, verificou-se uma variação de até 10% no Y_F . Se não há a medição de irradiação solar, o Y_F , neste caso pode ser um indicador de qualidade do projeto e instalação (ŠÚRI, HULD, et al., 2007).

Portanto, a produtividade final não pode ser usada para comparar a qualidade da instalação, projeto ou equipamentos de sistemas fotovoltaicos em diferentes regiões por causa da variação significativa nos valores de irradiação solar de cada localidade. Logo, o desempenho global (PR) é assumidamente um dos melhores indicadores, por considerar a irradiação solar, comparado à produtividade final (Y_F).

Assim, para o início de operação de um sistema fotovoltaico, avaliar e prever o real desempenho tem sido de grande interesse para pesquisadores, fabricantes de módulos FVs e inversores e projetistas de SFCRs. A avaliação do PR ajuda os investidores a analisar as diferentes propostas e tecnologias, fornecendo um parâmetro de avaliação da qualidade dos sistemas FVs (KHALID *et al.*, 2016).

Em outras palavras, o PR indica as perdas resultantes desde inversores, cabeamento, sombreamento, incompatibilidade das células solares, desconexão da rede elétrica, temperatura dos módulos, ou seja, do sistema fotovoltaico (DIERAUF *et al.*, 2013).

3.9 Requisitos gerais para calibração de células solares para medição de irradiância solar

A norma internacional IEC 60904 fornece requisitos para classificação, seleção, embalagem, marcação, calibração e cuidado de dispositivos de referência fotovoltaicos. Este padrão abrange dispositivos de referência fotovoltaicos usados para determinar a eficiência de conversão de energia de células fotovoltaicas, módulos e arranjos sob irradiância solar natural e simulada. A norma internacional ISO-9847 fornece dois métodos para a calibração de piranômetros em campo utilizando piranômetros de referência. Em um método, denominado de calibração externa ou tipo I, emprega a radiação solar como fonte, enquanto o outro método, a calibração *indoor* ou tipo II, emprega uma fonte de radiação artificial. Neste trabalho

foi aplicado o método de calibração externa ou tipo I para calibrar a célula solar como medidor de irradiância, usando-se um piranômetro térmico de referência. A seguir serão detalhados os padrões e métodos.

3.9.1 Requisitos para calibração de células solares para medição de irradiância solar com simulador solar

- a) As medidas de irradiância solar serão em conformidade com (IEC 60904-2, 2007). O dispositivo a ser calibrado deve abranger o espectro solar ou uma correção espectral. A correção deve ser realizada em conformidade com a (IEC 60904-7, 2008). O dispositivo deve ser linear em corrente de curto-circuito como definido na (IEC 60904-10, 2009) no intervalo de irradiância solar de interesse.
- b) A temperatura do dispositivo de referência e da amostra devem ser medidas utilizando-se instrumentação com precisão de ± 1 °C com repetibilidade de $\pm 0,5$ °C. Se a temperatura do dispositivo de referência difere em mais de 2 °C da temperatura em que foi calibrado, o valor de calibração deve ser ajustado à temperatura medida. Se o dispositivo de referência é um piranômetro, medição de temperatura e correção de temperatura de seu sinal de saída não são necessários.
- c) A superfície ativa da amostra deve ser coplanar dentro de $\pm 2^\circ$ com a superfície ativa do dispositivo de referência.
- d) Tensões e correntes elétricas devem ser medidas utilizando instrumentação com precisão de $\pm 0,2$ % da tensão do circuito aberto e da corrente de curto-circuito e usando cabos independentes para ambas as medições.
- e) A corrente de curto-circuito deve ser medida em tensão zero, e seu offset descontado da leitura para compensar a queda de tensão através dos circuitos eletrônicos de condicionamento. Alternativamente, a corrente de curto-circuito pode ser extrapolada da tensão atual característica. A curva é extrapolada para

tensão zero desde que a queda de tensão não seja maior que 3 % da tensão de circuito aberto do dispositivo e que há uma relação linear entre corrente e tensão.

3.9.2 Requisitos para calibração de células solares para medição de irradiância solar com irradiação solar natural

Os seguintes equipamentos são necessários para realizar a medição de características I-V sob irradiação solar natural:

- a) Um piranômetro que atenda às condições indicadas na alínea a) da seção 3.9.1.
- b) Equipamentos para medir a temperatura do dispositivo de referência que atendam às condições indicadas na alínea b) da seção 3.9.1, se necessário.
- c) Equipamento para determinar a temperatura do dispositivo de teste usando o método da temperatura equivalente (ECT, *equivalent cell temperature*) especificado na (IEC 60904-5, 2011) ou outros meios para medir a temperatura do dispositivo de teste.
- d) Um sistema de rastreamento de dois eixos capaz de rastrear o movimento do Sol no céu com uma precisão de $\pm 5^\circ$.
- e) Um espectrorradiômetro capaz de medir a irradiância espectral em comprimentos de onda da resposta espectral do dispositivo a ser calibrado. As correções são necessárias conforme definido no item 3.9 a).

As medições sob irradiação solar natural devem ser feitas somente quando a irradiância solar global não está flutuando em mais de $\pm 1\%$ durante uma medição. Quando as medidas são destinadas para referência ao STC, a irradiância deve ser de pelo menos $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.9.3 Requisitos para calibração de piranômetros de campo utilizando piranômetros de referência

A norma (ISO 9847, 1990) fornece métodos para calibração de piranômetros de termopilha e piranômetros fotovoltaicos sob condição de céu limpo, parcialmente nublado ou de céu nublado (JANJAI; TOHSING; PATTARAPANITCHAI, 2017; SANTOS *et al.*, 2020; SOUZA DE PAULA *et al.*, 2020).

O piranômetro de referência e o piranômetro a ser calibrado devem ter suas saídas de tensão conectadas a um multímetro que tenha capacidade de registrar as leituras de cada canal. Em condição de céu limpo, as leituras devem ser realizadas por no mínimo 15 séries de medidas feitas a intervalos de 10 a 20 minutos, cada uma consistindo em 21 ou mais leituras instantâneas, e com pelo menos 2 a 3 dias. Registrar os dados desde o início da manhã até o final da tarde para garantir que as leituras são obtidas durante o período em que o ângulo de elevação solar seja superior a 20°.

Na condição de céu parcialmente nublado as leituras devem ser realizadas por no mínimo 15 séries, a intervalos de 1 a 5 minutos, por pelo menos 5 dias. Na condição de céu nublado as leituras devem ser de 50 séries horárias, a intervalos de 1 a 5 minutos, por pelo menos 10 dias respeitando uma irradiância solar mínima de 100 W/m². O ângulo de elevação solar nas condições de céu parcial e nublado deve ser superior a 30°.

A condição do céu usada em uma previsão para descrever a condição predominante/média do céu é definida com base em octantes (oitavos) do céu coberto por nuvens opacas (não transparentes). A Tabela 1 mostra um critério para definir a condição do céu para diferentes composições de nuvens (NOAA, 2020).

Tabela 1: Critérios para avaliar a condição do céu. Fonte: Adaptado de NWS.

Condição do céu	Cobertura de nuvem
Claro / Ensolarado	0/8
Principalmente Claro / Ensolarado	1/8 a 2/8
Parcialmente Nublado / Ensolarado	3/8 a 4/8
Muito nublado / Nebulosidade considerável	8/5 a 8/7
Nebuloso	8/8

4. METODOLOGIA

4.1. Montagem do aparato de medição de irradiância e sistema para calibração

A montagem do aparato de medição partiu da escolha da célula solar nº 5324506083 do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar/PUCRS) mostrada na Figura 12 e considerando suas características apresentadas na Tabela 2, bem como a curva I-V mostrada na Figura 13, foi utilizado o método de calibração com um piranômetro de referência sob irradiância solar natural.

Cabe comentar que somente a célula solar central na Figura 12 está conectada para medida de corrente elétrica. As demais células solares foram encapsuladas para simular a mesma condição de encapsulamento de células solares em um módulo fotovoltaico.



Figura 12: Célula solar do NT-Solar/PUCRS.

Tabela 2. Características da célula solar fabricada no NT-Solar.

Célula de Referência nº	5324506083	
Fabricação	agosto/2013	
Voc	589,9	mV
Vmp	474,9	mV
Isc	2,05	A
Jsc	33,3	mA/cm ²
Imp	1,71	A
Pmp	811,3	mW

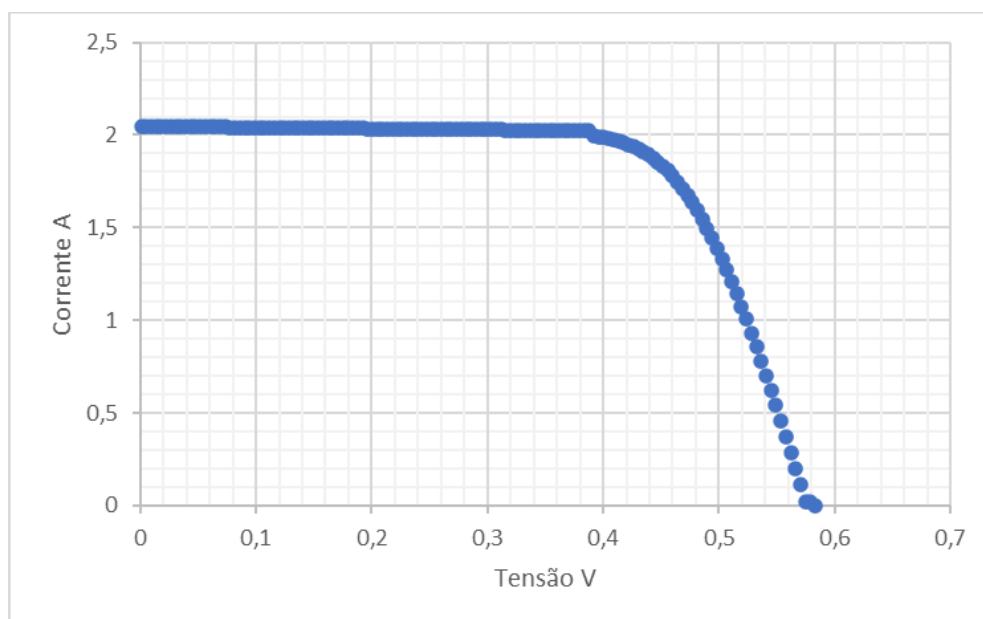


Figura 13: Curva I-V da célula de referência do NT-Solar/PUCRS.

Em vez de medir a corrente elétrica de curto-circuito da célula solar, se acopla um resistor para permitir, pela medida da tensão elétrica, a obtenção de um valor de tensão proporcional à irradiância. A partir da especificação de corrente máxima de 2,05 A da célula de referência do NT-Solar/PUCRS e o fundo de escala do conversor A/D de 0,256 V (conversor A/D que será explicado na seção 4.3), o valor da resistência escolhida foi de 0,1000 Ω com $\pm 0,1\%$ de incerteza, considerado uma margem de 20%, para cima, pode-se assim medir até 2,56 A de fundo de escala. O resistor foi adaptado diretamente nos terminais da célula solar mostrada na Figura 14.



Figura 14: Montagem do resistor nos terminais da célula solar.

O piranômetro de referência utilizado foi um Eppley Precision Spectral Pyranometer (PSP) mostrado na Figura 15 e na Figura 16 e suas especificações técnicas são mostradas na Tabela 3.



Figura 15: Piranômetro Eppley.

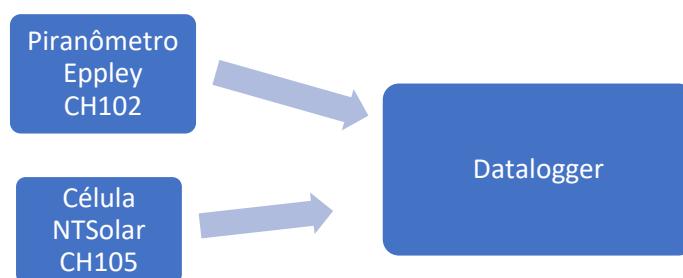


Figura 16: Placa de identificação da constante do piranômetro Eppley.

Tabela 3: Especificações técnicas do piranômetro. Fonte: Eppley.

Piranômetro Eppley	
Sensibilidade	aproximadamente $8,4 \mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Impedância	aproximadamente 650Ω
Dependência da temperatura	$\pm 1\%$ acima da faixa de temperatura ambiente -20 a $40 \text{ }^\circ\text{C}$
Linearidade	$\pm 0,5\%$ de 0 a $2800 \text{ W}/\text{m}^2$
Tempo de resposta	1 segundo (sinal $1/e$)
Resposta de cosseno	$\pm 1\%$ da normalização $0-70^\circ$ ângulo zenital. Ângulo zênite de $\pm 3\%$ $70-80^\circ$

O diagrama de ligação do aparato de medição para calibração da célula solar é mostrado na Figura 17.

Figura 17. Diagrama de ligação do *datalogger*.

O aparato de medição para calibração foi montado na estação de monitoramento do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar, mostrado na Figura 18, localizado no campus da PUCRS, em Porto Alegre. Neste local foi instalada a célula solar nº 5324506083 mostrada na Figura 19. Os sinais de tensão da célula fotovoltaica e do piranômetro de referência foram então conectados a um *datalogger*.

A aquisição de dados e o procedimento de calibração da célula de referência foi executado a partir da metodologia da ISO 9847 (1992), para calibração de piranômetros em campo usando um piranômetro de referência. Sendo esta metodologia aplicável a medições realizadas de forma manual, em séries de medições distintas para diferentes condições de céu, considerando céu estável sem nuvens (limpo), céu instável com algumas nuvens (parcialmente nublado) e céu nublado.



Figura 18: Estação de monitoramento.

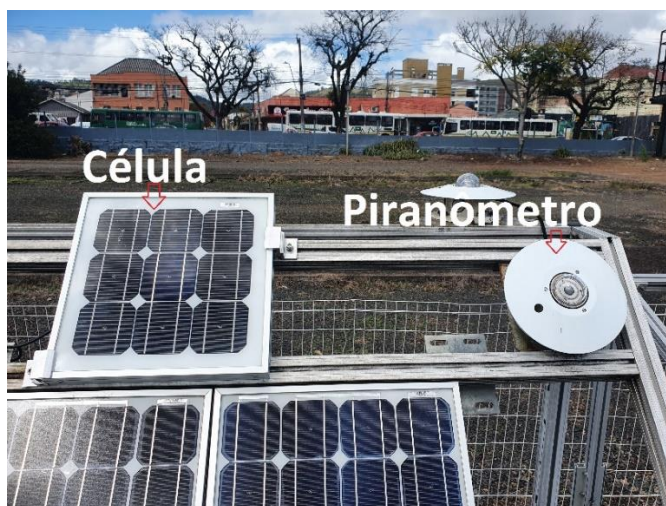


Figura 19: Posicionamento da célula solar nº 5324506083 e piranômetro.

Foi utilizado um datalogger Agilent modelo 34970A e um sistema de aquisição de dados mostrado na Figura 20. O instrumento foi parametrizado para registrar as medidas a cada 5 minutos. Cada canal de entrada do datalogger foi configurado para leituras de tensão, sendo que na entrada do canal CH102 foi conectado o piranômetro de referência Eppley, e na entrada do canal CH105 foi conectada a célula fotovoltaica a ser calibrada.



Figura 20: Aparato de medição e armazenamento de dados: datalogger Agilent 37940A.

Os dados em campo foram coletados no período de 1/11/2022 à 21/11/2022, totalizando 21 dias e 6026 leituras de 5 em 5 minutos. Durante o período ocorreram variações nas condições de céu, classificadas como céu limpo sem nuvens, céu parcialmente nublado e céu nublado, como o recorte mostrado na Figura 21 para os dias 2,3 e 4 de novembro de 2022.

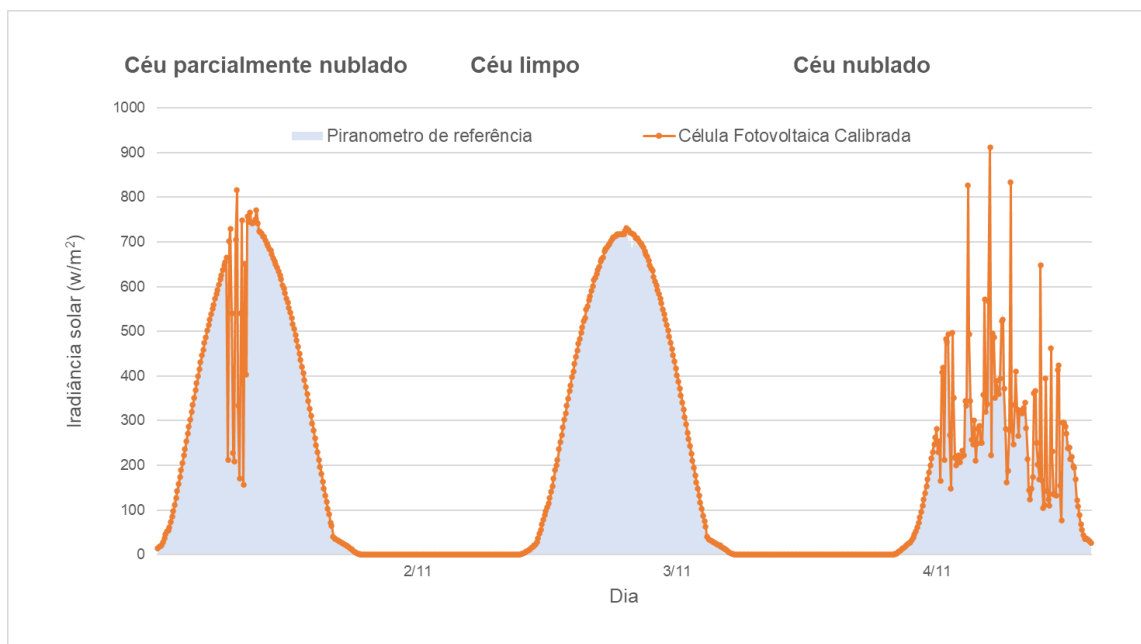


Figura 21: Irradiância solar em função da hora do dia para três situações na condição do céu, mostrando os resultados do piranômetro e da célula solar calibrada.

4.2. Cálculo da constante de calibração

Conforme os procedimentos informados pela norma (ISO 9847, 1990), dos 21 dias medidos, de 1/11/2022 à 21/11/2022, entre às 6 horas da manhã e 18 horas da tarde, foram selecionados 3 dias classificados como de céu limpo, 3 dias de céu parcialmente nublado e 3 dias de céu nublado, totalizando 9 dias de referência para o cálculo da constante de calibração. A partir da relação entre a tensão elétrica medida no resistor acoplado à célula fotovoltaica e a irradiância solar obtida pelo piranômetro de referência, foi calculada uma constante para cada um dos dias. O valor médio encontrado das leituras dos 9 dias é a constante de calibração (SANTOS *et al.*, 2020).

Para encontrar cada constante de calibração foi aplicada a tendência linear que utiliza o método de regressão por mínimos quadrados para calcular o valor da declividade da reta passando por zero. O método da regressão por mínimos quadrados tenta minimizar a soma dos quadrados das diferenças ordenadas entre pontos gerados pela função e pontos de dados correspondentes. Quanto mais próximo o coeficiente de correlação R^2 está de 1, maior a correlação linear entre x e y na equação da reta.

4.3. Desenvolvimento do dispositivo completo de medida de irradiância e envio de dados para nuvem

A partir do aparato de medição para calibração foi desenvolvido um circuito de medição e um dispositivo de interface de comunicação remota IoT. O circuito desenvolvido conta com um canal de entrada para leitura da tensão. A entrada é composta por um resistor com valor de resistência muito pequena, e conectada a um canal de conversão analógica para digital. Com a corrente elétrica produzida pela célula solar acoplada ao resistor do canal da entrada, obtém-se um valor de tensão proporcional à irradiância. Este sinal condicionado pelo amplificador é entregue ao canal do conversor analógico para digital (A/D) que digitaliza a amostra analógica. O microprocessador, através de uma porta de comunicação específica, captura o sinal

em formato binário e aplica o fator de calibração (K_F), convertendo este dado em irradiância solar (W/m^2).

No diagrama de blocos mostrado na Figura 22 pode-se visualizar a arquitetura proposta de condicionamento, conversão, processamento e envio das informações.



Figura 22: Diagrama de blocos da arquitetura proposta para o *hardware*.

O circuito elétrico mostrado na Figura 23 foi desenvolvido para conversão do sinal de entrada produzido pela da célula fotovoltaica, fazer a comunicação entre A/D e módulo de processamento, digitalizar os dados e enviar as informações por meio da IoT.

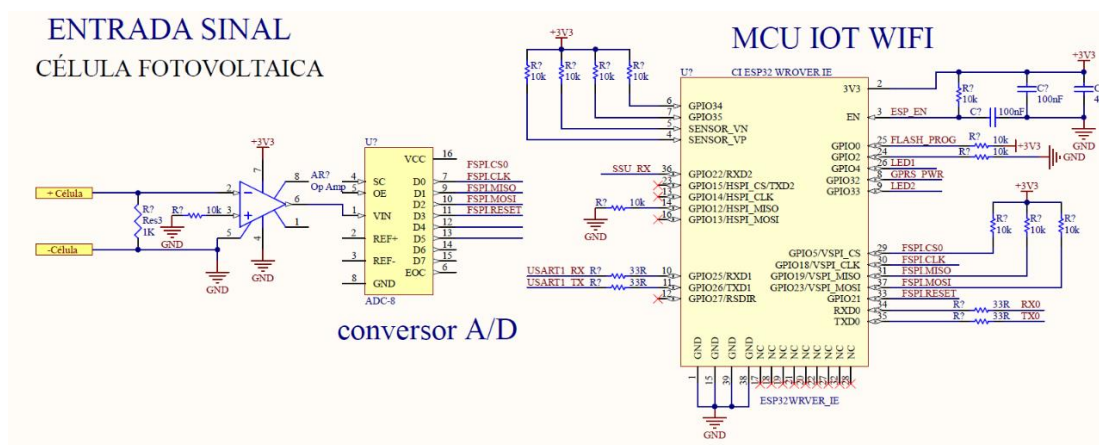


Figura 23: Circuito elétrico de conversão de entrada da célula solar, microprocessamento e comunicação IoT.

O conversor analógico-digital (A/D) utilizado possui as características mostradas na Tabela 4, tem baixo consumo de energia, incorpora uma referência de

tensão de baixa e tem alta precisão. O A/D executa conversões em taxas de dados de 3300 amostras por segundo. A sua entrada programável permite medições precisas de pequenos sinais.

Tabela 4: Características do conversor A/D.

A/D	
Tipo de conversão	Delta-Sigma
Nº de bits	12
Fundo de escala (V)	0,256
Resolução (V)	$62,5 \times 10^{-06}$
Erro de leitura máxima	0,024%

4.4. Aplicação do sistema remoto de medição de irradiância solar em sistemas fotovoltaicos

O sistema remoto de medição de irradiância solar (SRMIS) foi instalado de 24/11/2022 até 09/01/2023 na central fotovoltaica localizada no TECNOPUC de Viamão, no prédio 87, que está conectada à rede elétrica da CEEE-Equatorial. O SFCR tem uma potência de 162 kW AC e é composto por 4 arranjos fotovoltaicos: G1, G2, G3 e G4, conforme mostra a Figura 37.

Os arranjos G1, G2 e G3 constituem sistemas fotovoltaicos de 33 kW de potência CA, sendo que cada um é composto por um inversor da marca Growatt modelo 33000TL3-S trifásico, e 128 módulos FVs com células solares de silício multicristalino, de 340 Wp, da marca GCL, modelo GCL-P6-72H.

O arranjo G4 compõe um sistema fotovoltaico de 8 kW de potência CA, com um inversor da marca Sungrow modelo SG8.0RS monofásico, e 16 módulos fotovoltaicos com células solares de silício monocristalino, de 545 Wp, da marca Nexen, modelo NXN-545W-144M. Os módulos FVs estão fixados em estruturas de alumínio nos telhados com inclinação de 15° e com orientação predominante para o noroeste (azimute de 60 °).

O diagrama unifilar mostrado da Figura 25 compreende os quatro sistemas FVs, G1 a G4. Como o sistema está espalhado em várias posições diferentes do

telhado não seria possível fazer a comparação com todos os módulos FVs visto que só foi desenvolvido um protótipo do dispositivo.



Figura 24: Localização do sistema fotovoltaico no TECNOPUC de Viamão e seus módulos FVs distribuídos nos telhados do prédio 87.

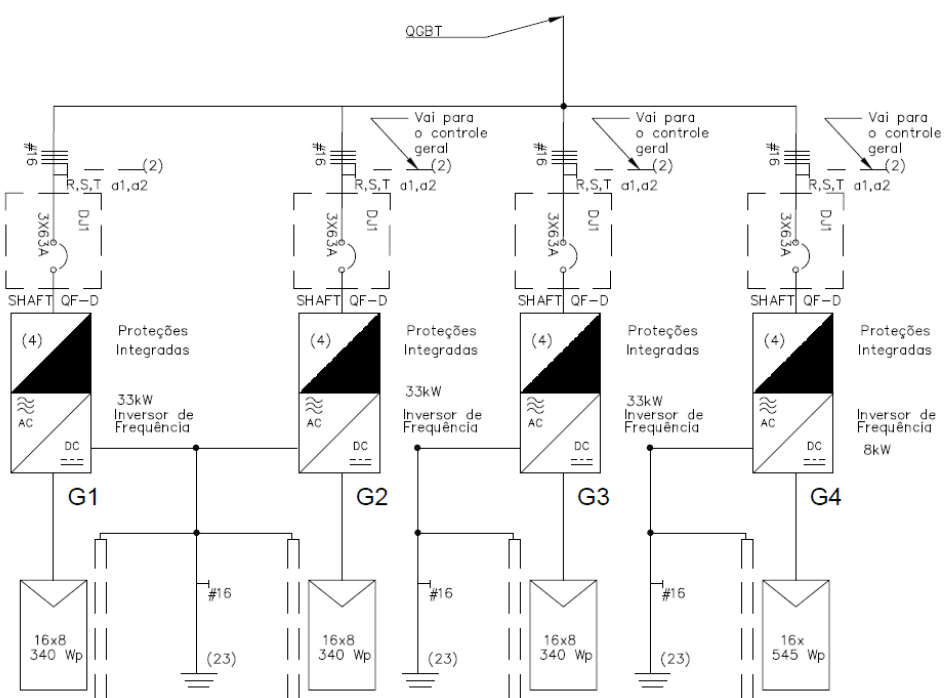


Figura 25: Diagrama unifilar dos sistemas fotovoltaicos.

Foi selecionado o arranjo G4 para a instalação do sistema remoto de medição, motivada por este ser um sistema de acesso facilitado, mostrado na Figura 26, e ter a melhor orientação com menor interferência de sombreamento. A célula solar foi fixada

na mesma altura e alinhamento do arranjo FV, como mostrado na Figura 27. A visão parcial da infraestrutura do prédio 87 no TECNOPUC em Viamão é mostrada nas Figura 28 e Figura 29.



Figura 26: Localização do arranjo G4 bem como do inversor e quadros de proteção CA e CC.



Figura 27: Fixação da célula solar de referência próxima ao arranjo G4.



Figura 28: Visão da infraestrutura parcial do telhado A/E no TECNOPUC, Viamão



Figura 29: Visão panorâmica da infraestrutura do prédio 87, TECNOPUC, Viamão.

A aquisição de dados foi realizada através da plataforma iSolarCloud de acesso do arranjo G4, e da plataforma Wegnology de acesso do SRMIS.

O SRMIS instalado com os módulos fotovoltaicos do arranjo G4 foi configurado para enviar os pacotes de dados a cada 5 minutos por meio de conexão Wi-Fi à plataforma mostrado na Figura 30, com funções de exportação de dados. O painel de controle da plataforma mostrado na Figura 31 apresenta recurso para visualizar de forma gráfica os dados armazenados.

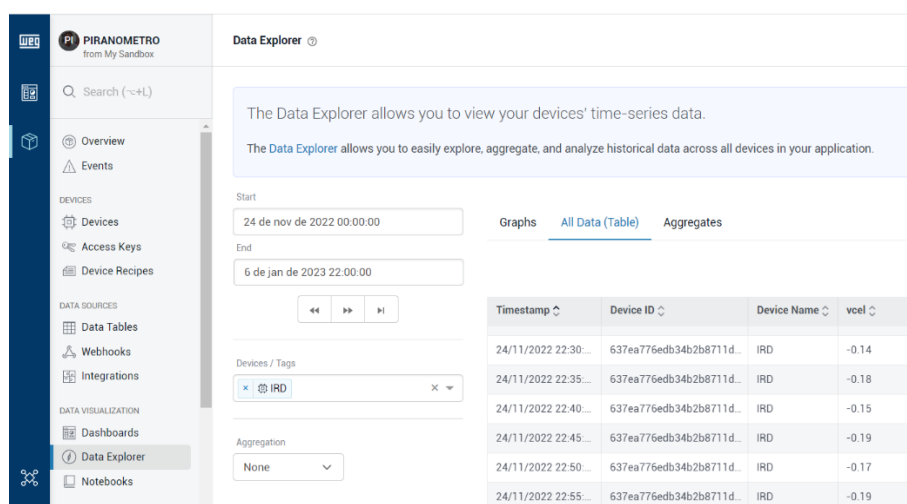


Figura 30: Página de acesso ao banco de dados.



Figura 31: Painel de controle da plataforma web.

De maneira análoga os dados do inversor foram configurados para serem enviados a cada 5 minutos, em sincronismo com os dados do SRMIS. Durante o período de aquisição foram recebidas 13458 leituras do arranjo G4 e do SRMIS. Estes dados foram exportados das plataformas para arquivos em formato de planilha do Excel.

5. RESULTADOS E ANÁLISE

5.1 Calibração do medidor de irradiância solar

A Figura 32 apresenta as medições da irradiância solar do piranômetro de referência e as medições da célula solar calibrada, realizadas em novembro de 2022.

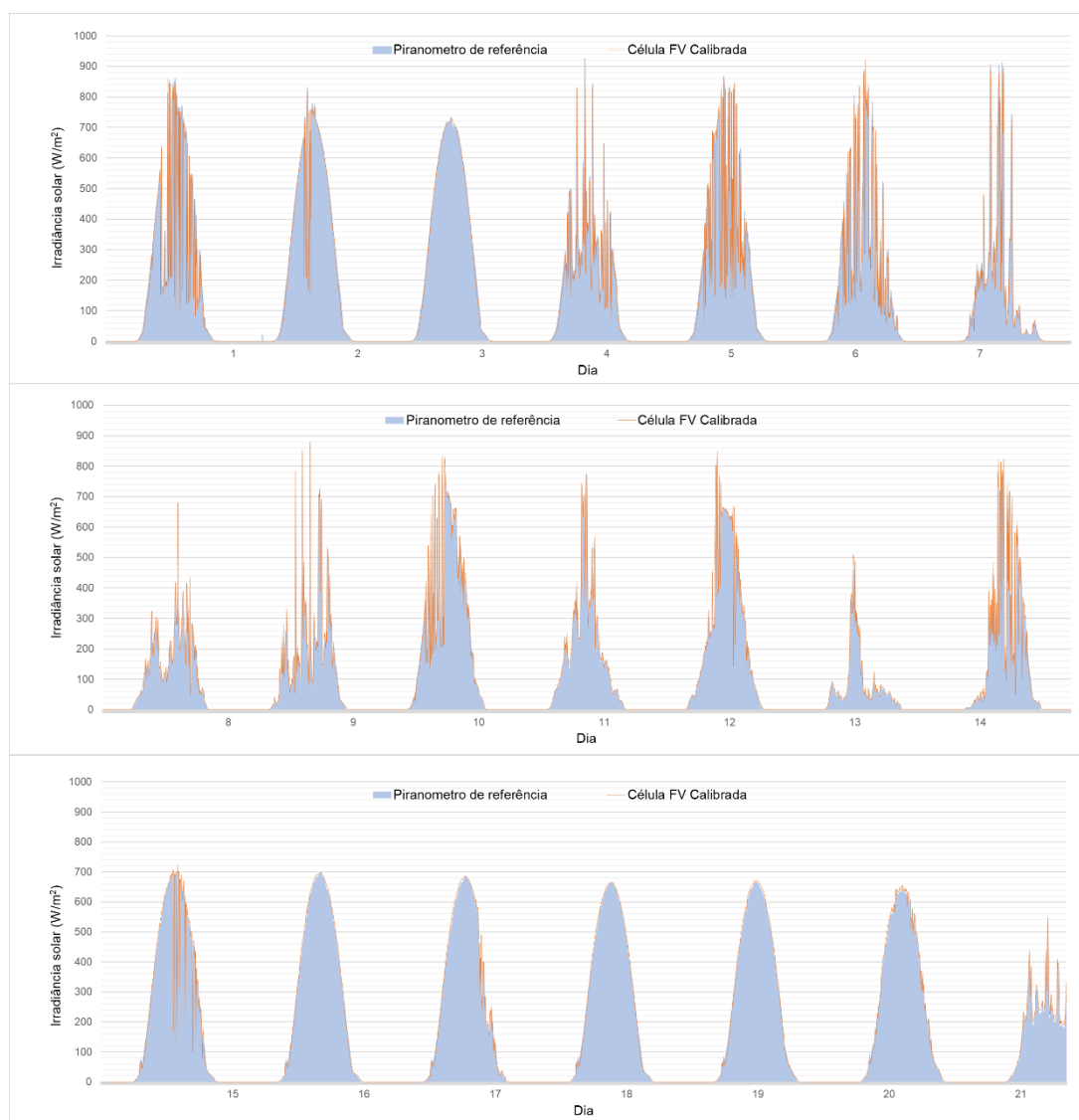


Figura 32: Irradiância solar medida no período de 21 dias em novembro de 2022.

Conforme comentado, foram selecionados dias de céu sem nuvens, céu parcialmente nublado e céu nublado. Para cada um dos dias selecionados foram calculadas, a partir dos dados do piranômetro de referência e da célula fotovoltaica, as respectivas equações da reta e determinado o valor da declividade da reta, mostrada na Figura 33, obtendo-se a constante do K_F dado em $V/(W/m^2)$. Com estas constantes calcula-se o K_F médio do período de aquisição conforme mostrado na Tabela 5.

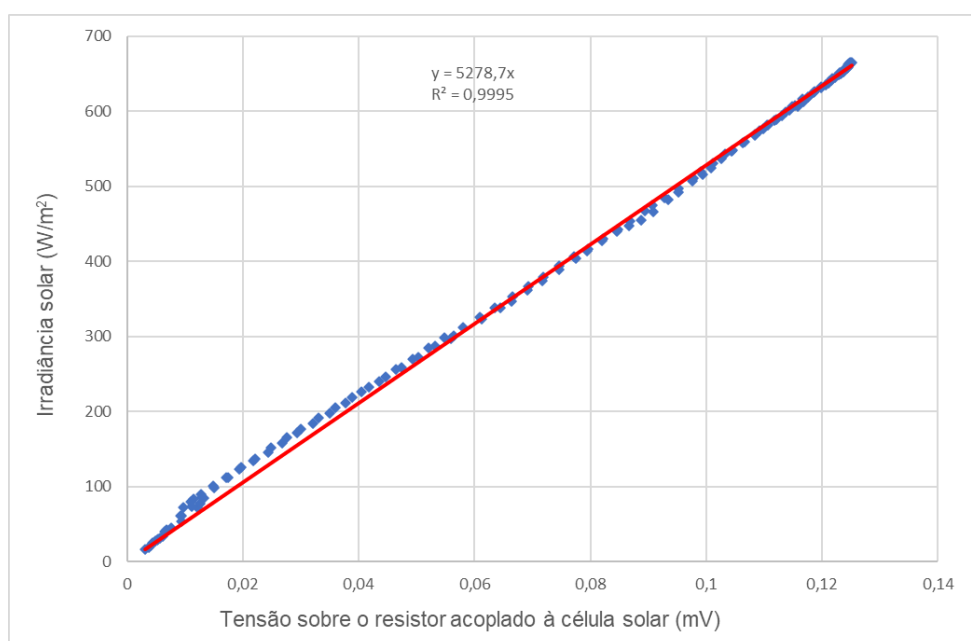


Figura 33: Tensão elétrica sobre o resistor acoplado à célula solar em função da irradiância solar medida pelo piranômetro. A linha vermelha é a correspondente ao ajuste da reta com maior R^2 .

Tabela 5. Condições do céu e valor de calibração da célula solar.

Condição do céu	Data	K_F (mV/(W/m ²))
sem nuvens	18/11/2022	5281,13
sem nuvens	16/11/2022	5278,76
sem nuvens	03/11/2022	5309,37
nublado	09/11/2022	5335,12
nublado	04/11/2022	5417,32
nublado	01/11/2022	5386,16
parcialmente nublado	17/11/2022	5268,41
parcialmente nublado	15/11/2022	5292,07
parcialmente nublado	02/11/2022	5339,50
	Valor Médio	5322,65

O fator de calibração determinado é utilizado para apresentar a irradiância solar incidente no aparato de medição que pode ser obtido pela Equação 8.

$$G_I = K_F * V \quad (8)$$

Onde G_I é a irradiância solar calculada em W/m^2 , K_F é o fator de calibração calculado e V é a tensão elétrica medida no resistor acoplado à célula solar.

Na Figura 34 são mostradas a curva com os valores da irradiância solar medida pelo piranômetro e pela célula solar calibrada para o dia de céu sem nuvens no período das 6 às 18 horas do dia 18/11/2022. Observa-se que as curvas estão praticamente sobrepostas.

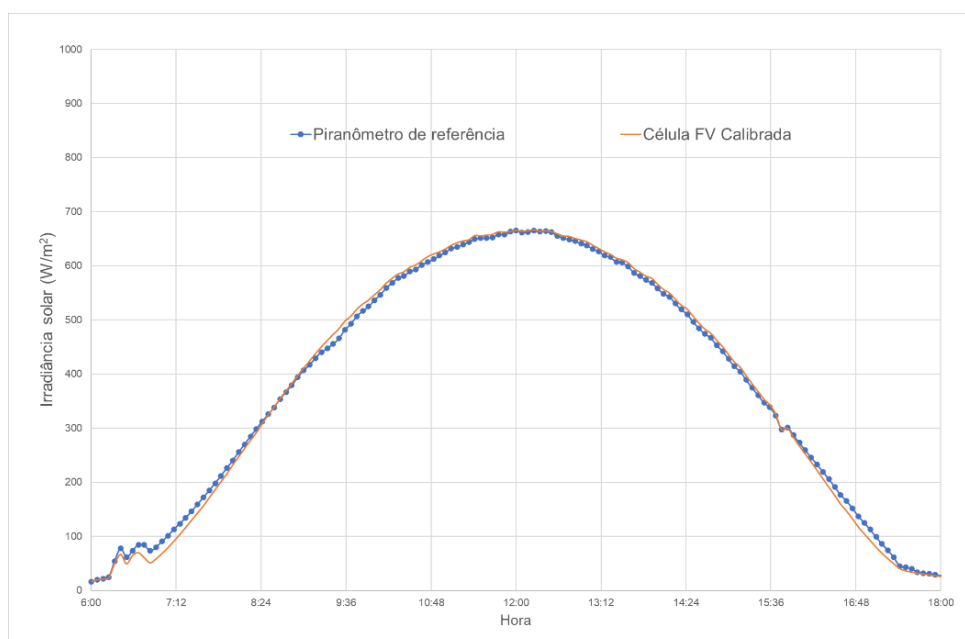


Figura 34: Comparativo da irradiância medida pelo piranômetro de referência e medida pelo dispositivo para um dia de céu sem nuvens.

Para a observação do período das 6 às 18 horas do dia 18/11/2022, a Figura 35 e a Figura 36 mostram a diferença entre o valor da irradiância solar medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada (PIR - CFCAL) e esta diferença em percentual $((PIR - CFCAL)/PIR) \times 100$, respectivamente. Isto indica se o valor de

irradiância solar obtido pela célula fotovoltaica está sendo sobrestimado ou subestimado. Assim, a partir dos valores desse período (6 h – 18 h, 18/11/2022), calcula-se a raiz quadrada do erro médio ou *root mean square error* (RMSE), encontrando-se o valor de 10,1 W/m².

Importante aqui observar que, entre 9 h e 15 h, a irradiância solar tem os maiores valores e são estes que são mais relevantes no ajuste da melhor reta realizada na calibração.

Também cabe comentar que a célula solar apresenta uma seletividade espectral de resposta, isto é, a resposta não é sensível em todo o espectro solar e não é uniforme em toda a banda de sensibilidade. Este comportamento pode ser observado graficamente na Figura 35 e na Figura 36.

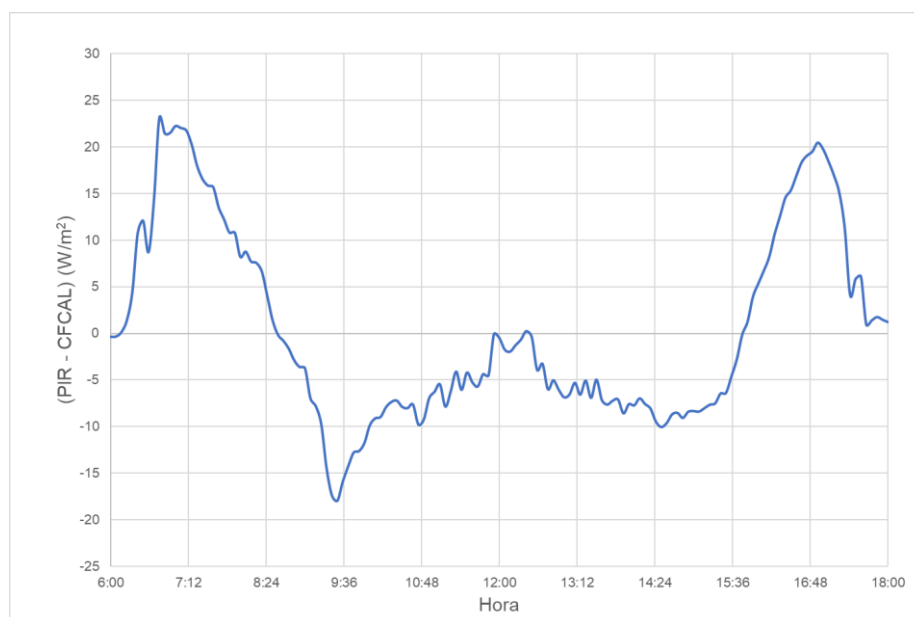


Figura 35: Diferença entre o valor da irradiância solar medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada (PIR - CFCAL) para um dia de céu sem nuvens (18/11/2022).

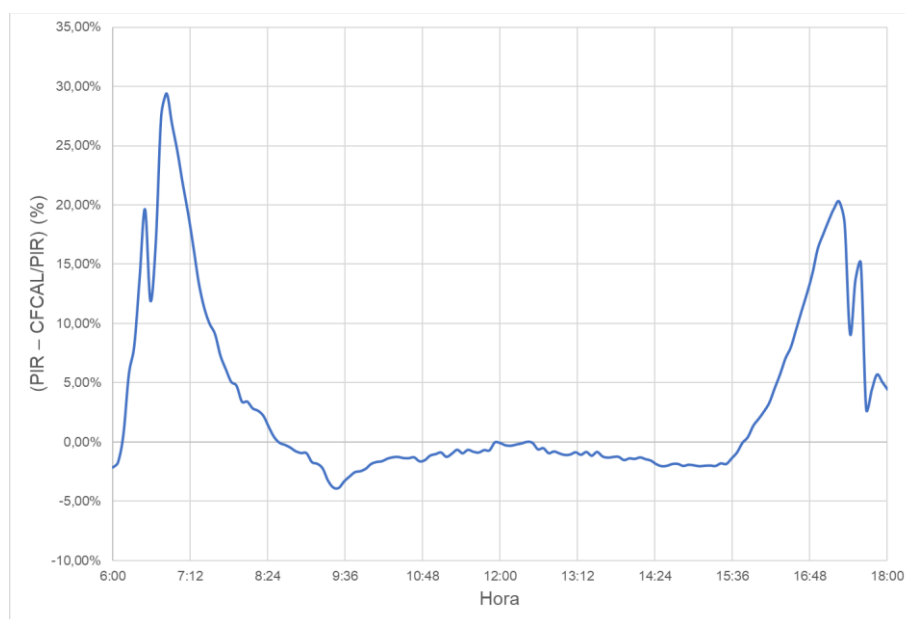


Figura 36: Diferença percentual entre o valor da irradiância solar medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada $((PIR - CFCAL)/PIR) \times 100$ para um dia de céu sem nuvens (18/11/2022).

Ao adotar o horário entre 9 h e 15 h para análise, conforme mostra a Figura 37 para o dia 18/11/2022, o RMSE é da ordem de $8,1 \text{ W/m}^2$, considerado aceitável para obter o desempenho global de um sistema fotovoltaico.

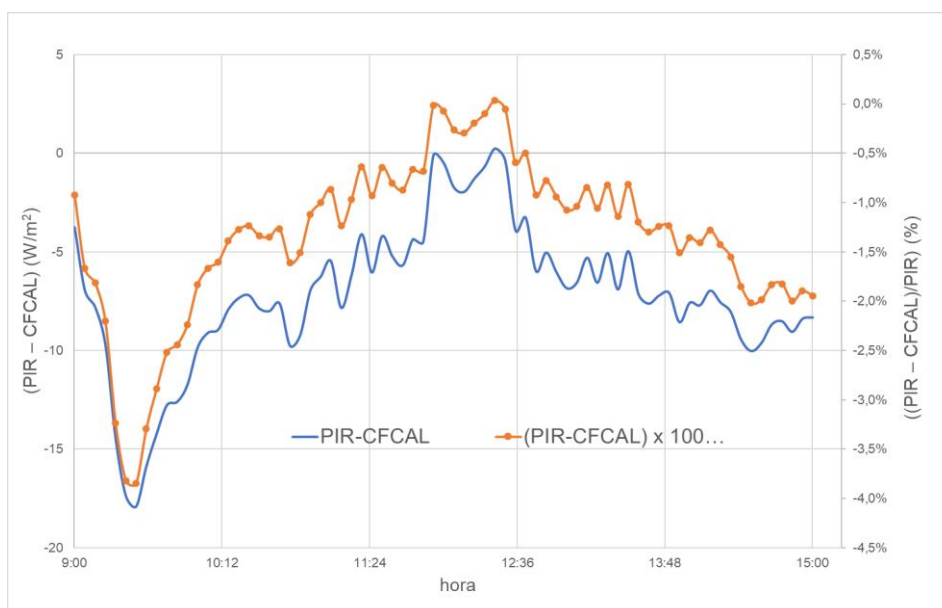


Figura 37: Diferença entre o valor absoluto e em percentual da irradiância medida pelo piranômetro e medida pela célula solar calibrada para um dia de céu sem nuvens, das 9 h às 15 h (18/11/2022).

Os comportamentos para as condições de céu sem nuvens, parcialmente nublado e nublado observados na Figura 38 demonstram que as variações em relação ao RMSE foram muito pequenas, o que poderia levar a utilizar apenas os dados de dias com condições de céu limpo para calcular o K_f .

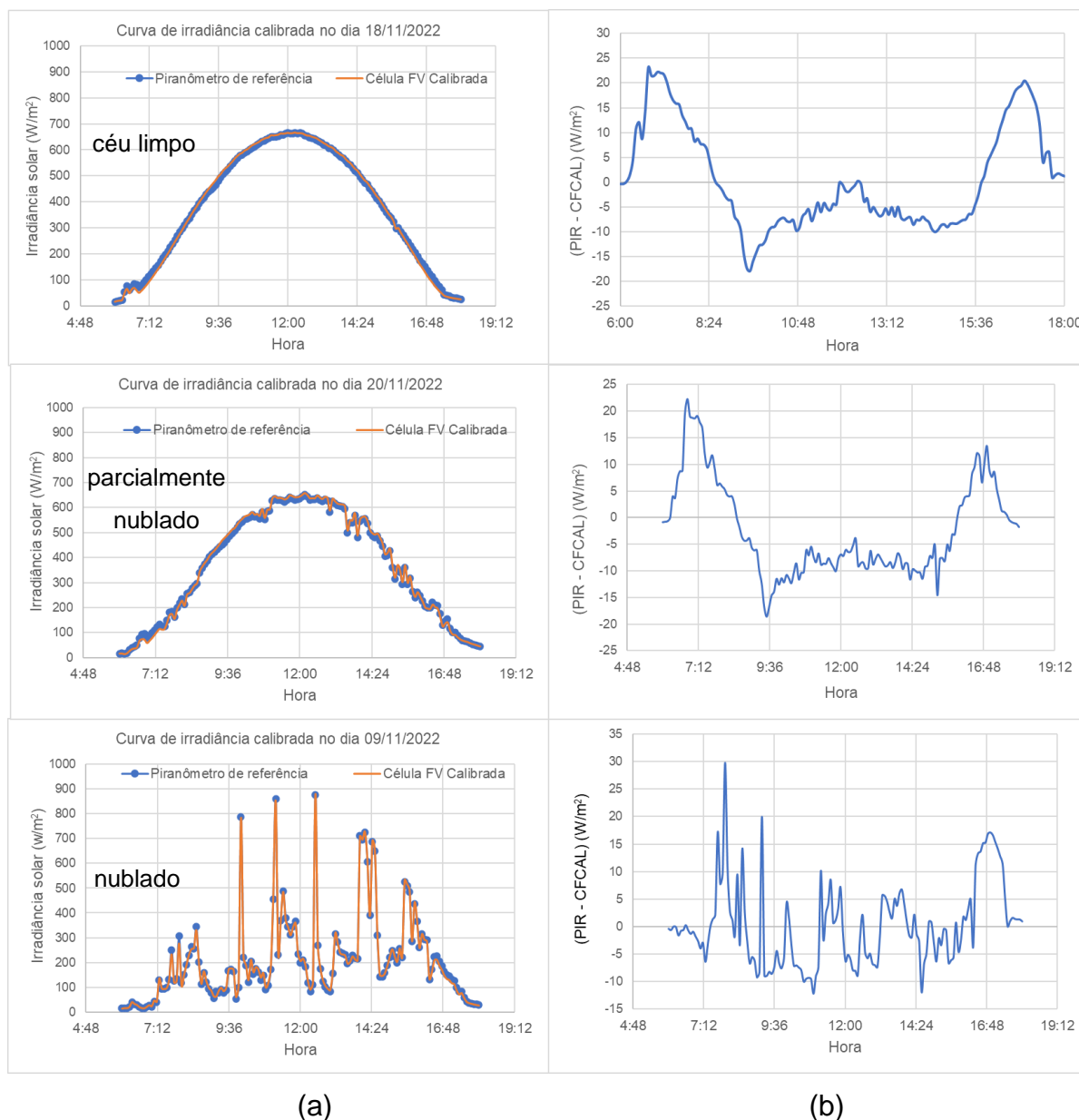


Figura 38: Dados de irradiância solar (a) e (PIR-CFCAL) em W/m^2 (b) relativos às condições de céu sem nuvens, parcialmente nublado e nublado.

Os dados coletados em todo período de 1/11 a 21/11 de 2022 receberam tratamento a fim de extrair apenas os horários desejados entre 6 e 18 horas para cada

um dos 21 dias. Com isto, os valores obtidos de RMSE compreendem apenas estes intervalos diários. As Figuras 39 e 40 apresentam a diferença absoluta e percentual entre a irradiância medida pelo piranômetro e pela célula solar calibrada, respectivamente. A partir da Figura 39 foi obtido o RMSE calculado da ordem de $9,7 \text{ W/m}^2$ para todo o período. Se forem considerados somente os horários de maior irradiância solar, das 9 h às 15 h, o valor do RMSE diminui para $8,4 \text{ W/m}^2$ para o mesmo período.

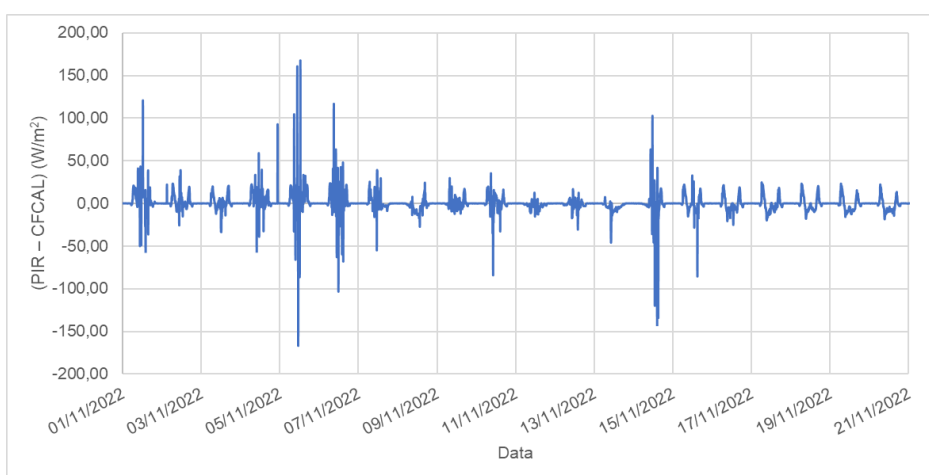


Figura 39: Diferença absoluta entre a irradiância solar medida pelo piranômetro e pela célula solar para todo o período de aquisição, entre 6 e 18 horas (01 – 21/11/2022).

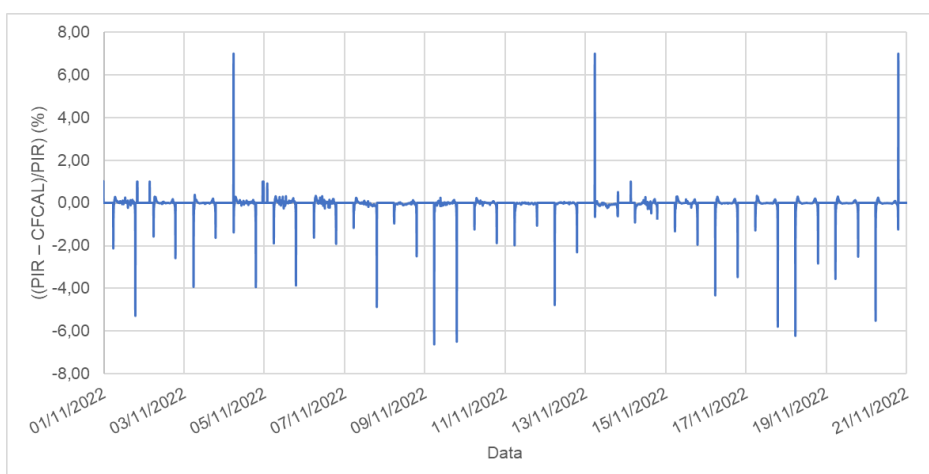


Figura 40: Diferença percentual entre a irradiância solar medida pelo piranômetro e pela célula solar para todo o período de aquisição, entre 6 e 18 horas (01 – 21/11/2022).

5.2 Protótipo do dispositivo

A placa final do dispositivo mostrado na Figura 41 foi testada em bancada e sua entrada de sinal validada por meio da aplicação de tensão gerada por uma fonte de tensão padrão simulando a tensão medida no resistor associado à célula solar.



Figura 41: Placa final montada.

O sinal de tensão aplicado na entrada da placa é lido em tempo real por meio de conexão Wi-Fi. O sinal da fonte de tensão padrão é lido pelo multímetro Keithley modelo M2000 na escala de 1 V com as seguintes características: resolução 1 μV , sendo a exatidão a soma do erro de leitura (30 ppm) somado ao erro de escala (7 ppm).

A determinação da incerteza da medida foi realizada da seguinte forma:

$$\Delta V = \sqrt{(1V * 30 \times 10^{-6})^2 + (7 \times 10^{-6})^2} = 0,03 \text{ mV}$$

A incerteza do dispositivo resulta do somatório da incerteza do conversor A/D, apresentada na Tabela 4, que é da ordem de 0,024 %, da incerteza do resistor de

acoplamento que é da ordem de 0,1 % e da incerteza característica dos componentes eletrônicos dos circuitos que é da ordem de 0,4 %.

A partir dessas informações, a determinação da incerteza da conversão do sinal de entrada será:

$$\Delta x = \sqrt{(1 \text{ contagem} * 0,00024)^2 + (0,001 + 0,004)^2} = 0,501\%$$

$$\Delta V = \Delta x * N\text{Bits} * \text{Resolução AD} = 0,00501 * 2^{12} * 62,5 \times 10^{-6} = 1,3 \text{ mV}$$

A tensão aplicada pela fonte de tensão padrão simulou a tensão gerada pelo resistor na célula solar e seu resultado é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6: Validação da entrada de medição do protótipo.

Fonte de tensão padrão (mV)	Valor lido no protótipo (mV)
250,05 ± 0,03	248,95 ± 1,3
200,15 ± 0,03	199,98 ± 1,3
100,09 ± 0,03	99,50 ± 1,3
50,13 ± 0,03	49,78 ± 1,3

Com a validação da parte eletrônica, as leituras da medição da entrada foram então processadas a cada 250 milissegundos e a partir de uma média móvel de 240 pontos o valor resultante foi enviado a cada 5 minutos para um servidor na nuvem por meio de uma conexão remota IoT.

O protótipo mostrado na Figura 42, foi acondicionado em uma caixa vedada de dimensões 70 mm x 130 mm x 130 mm (espessura x largura x comprimento), com grau de proteção contra respingos, poeira e proteção ultravioleta (UV), permitindo o uso externo do dispositivo. Definiu-se que o conjunto, dispositivo mais a célula solar, passa a ser o sistema remoto de medição de irradiância solar (SRMIS), mostrado na Figura 43.



Figura 42: Protótipo montado em caixa vedada.

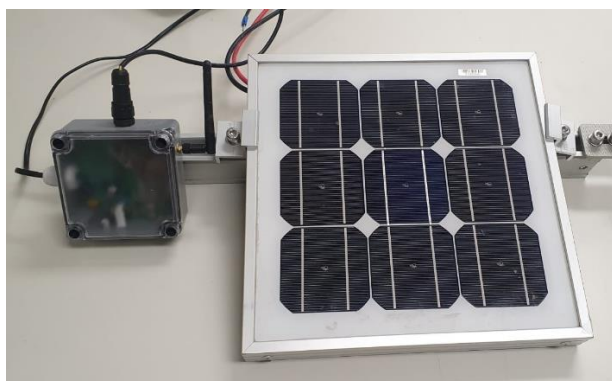


Figura 43: Sistema de medição e célula solar de referência do NT-Solar.

5.3 Dados do sistema fotovoltaico e análise

O fator de calibração anteriormente calculado, $K_F = 5322,65 \text{ V/W/m}^2$, foi aplicado aos dados obtidos e enviados para a nuvem pelo SRMIS. Estes dados na nuvem foram convertidos em irradiância solar e então comparados com a potência instantânea do sistema G4. O sistema FV G4 é constituído por arranjo FV e inversor e este último equipamento mede e armazena dados de potência instantânea.

Os resultados observados, como os mostrados na Figura 44, representam as curvas de potência (em corrente alternada) do inversor e da irradiância medida pelo SRMIS, para cada dia específico.

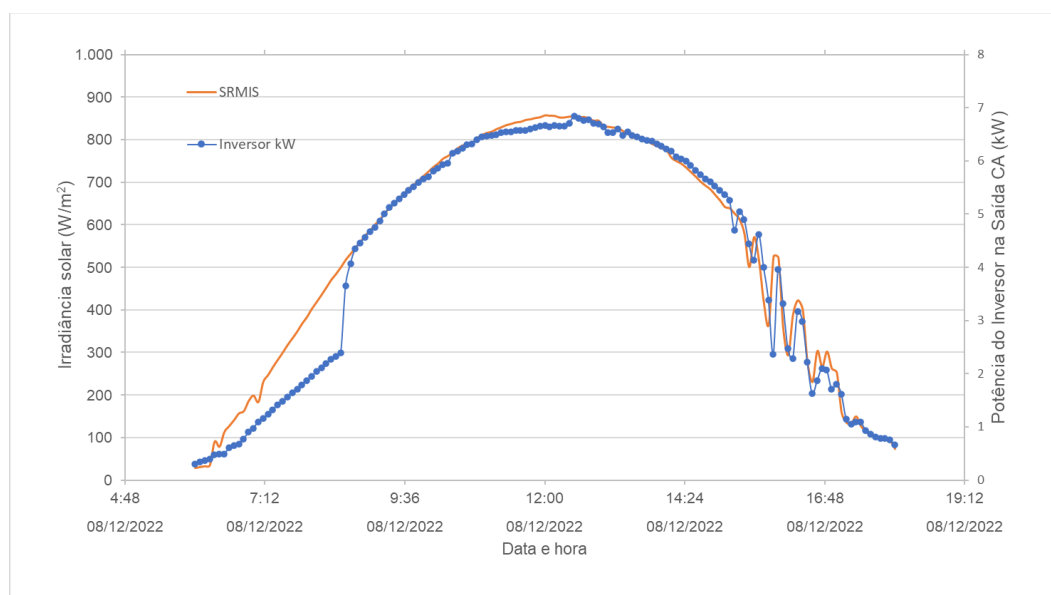


Figura 44: Curva de potência do inversor na saída em (kW) e da irradiância solar medida pelo SRMIS.

Para calcular o PR a partir dos arquivos exportados, foram integradas as aquisições das leituras de irradiância solar, das 6 h às 18 horas para cada dia, no período de 24/11/2022 a 09/01/2023. Aplicando-se a Equação 1, para se obter a irradiação em kWh/m² e a partir desse valor, aplicada a Equação 6 para se obter a produtividade de referência (Y_R). O valor da produtividade final (Y_F) foi obtido a partir dos dados integrados no inversor do sistema G4. Com esses parâmetros conhecidos obtém-se o PR aplicando-se a Equação 7. Os resultados diários do PR são mostrados na Tabela 7 e graficamente mostrados na Figura 45.

Tabela 7: Produtividade de referência, produtividade final e desempenho global diários calculados (24/11/2022 a 09/01/2023).

Data	Y_R (h)	Y_F (h)	PR (%)
24/11/2022	6,6	6,0	90,5
25/11/2022	6,6	6,3	94,7
26/11/2022	5,1	5,0	96,6
27/11/2022	6,4	5,8	90,4
28/11/2022	5,9	5,2	88,5
29/11/2022	5,3	5,0	94,3
30/11/2022	5,7	5,1	88,6
01/12/2022	4,2	4,0	94,4
02/12/2022	6,0	5,5	92,4
03/12/2022	4,2	4,0	94,3

Data	Y_R (h)	Y_F (h)	PR (%)
04/12/2022	1,9	1,8	94,7
05/12/2022	4,2	4,0	94,0
06/12/2022	4,8	4,4	91,7
07/12/2022	6,3	5,9	94,0
08/12/2022	6,6	5,8	87,4
09/12/2022	6,5	5,9	90,5
10/12/2022	5,6	4,9	86,8
11/12/2022	5,7	5,1	89,2
12/12/2022	5,2	4,5	87,6
13/12/2022	6,7	5,9	88,1
14/12/2022	7,0	6,3	89,3
15/12/2022	5,9	5,3	88,9
16/12/2022	6,0	5,4	89,3
17/12/2022	6,4	5,7	90,1
18/12/2022	2,5	2,3	91,5
19/12/2022	4,8	4,6	94,1
20/12/2022	5,3	5,0	93,9
21/12/2022	6,4	5,8	90,2
22/12/2022	5,8	5,1	88,3
23/12/2022	6,7	5,4	81,1
24/12/2022	6,9	6,1	89,0
25/12/2022	5,3	4,9	92,2
26/12/2022	1,5	1,4	95,4
27/12/2022	4,9	4,7	96,1
28/12/2022	3,7	3,4	91,3
29/12/2022	6,5	5,8	89,3
30/12/2022	6,9	6,2	89,4
31/12/2022	6,7	6,0	89,2
01/01/2023	6,5	5,8	89,2
02/01/2023	4,1	3,8	93,5
03/01/2023	5,7	5,3	93,1
04/01/2023	6,0	5,6	92,8
05/01/2023	6,8	6,2	90,2
06/01/2023	7,0	6,3	90,5
07/01/2023	5,8	5,3	90,8
08/01/2023	6,0	5,4	89,3
09/01/2023	6,0	5,4	90,4
Média	5,6	5,1	91,0

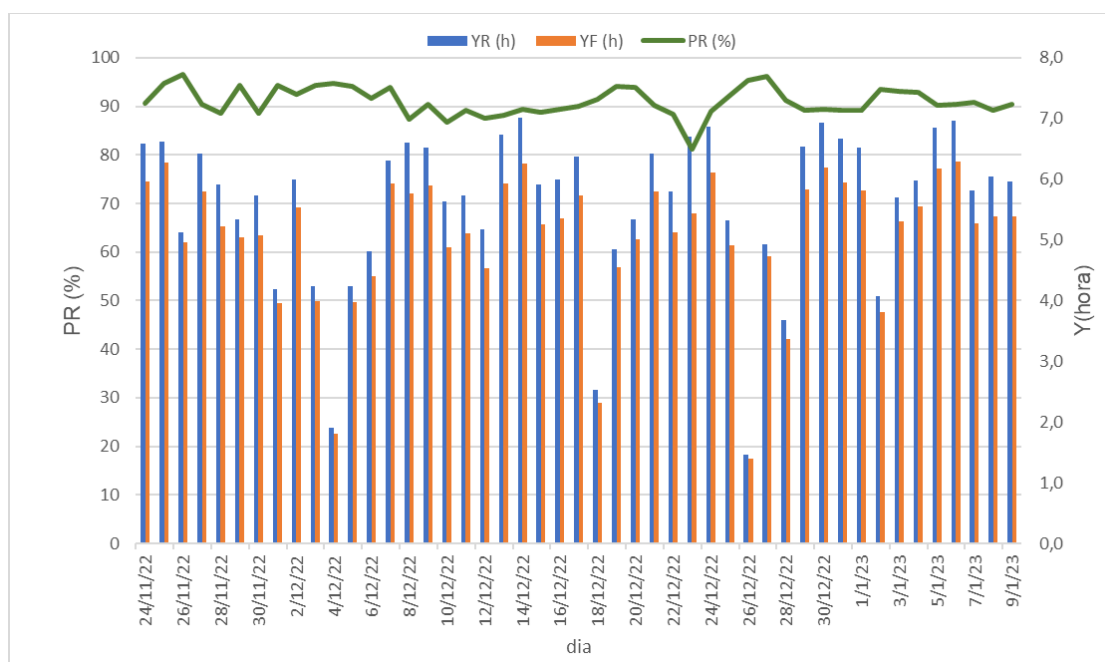


Figura 45: Produtividade final diária, produtividade de referência diária e desempenho global diário do SFCR (24/11/2022 a 09/01/2023).

A Figura 46 apresenta a irradiância solar medida pelo dispositivo desenvolvido e a potência do sistema FV G4. Pode-se observar que a curva de potência não segue o comportamento da irradiância solar pela manhã porque há incidência de sombra sobre uma parte do arranjo FV. Para este dia, o PR médio foi de 89,3%. Mesmo com a incidência de sombra em parte do período analisado, observou-se que o valor médio de PR foi de 91%, valor considerado elevado para instalações em telhados.

Cabe comentar que, em geral, os maiores valores de PR foram observados nos dias de menor irradiação solar o que pode ser atribuído a uma menor temperatura de operação dos módulos FVs. No entanto, para confirmar esta hipótese, seria conveniente também realizar a medida de temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos. A Figura 47 apresenta a irradiância solar e a potência do sistema FV G4 em um dia nublado e se observa que as curvas não têm o mesmo comportamento em alguns momentos do dia, o que pode ser atribuído à velocidade de processamento do dispositivo desenvolvido e do sistema de medição de potência no inversor. Isto também afeta o cálculo de PR, que para este dia atingiu 96,6%. As diferenças entre comportamento das curvas de irradiância e potência podem estar relacionadas com a velocidade de resposta da célula, que é muito rápida, menor que 10 ms, versus a

velocidade de resposta do SFCR que é muito lento, maior que 60 segundos, em função dos algoritmos utilizados para recomposição e estabilidade da produção.

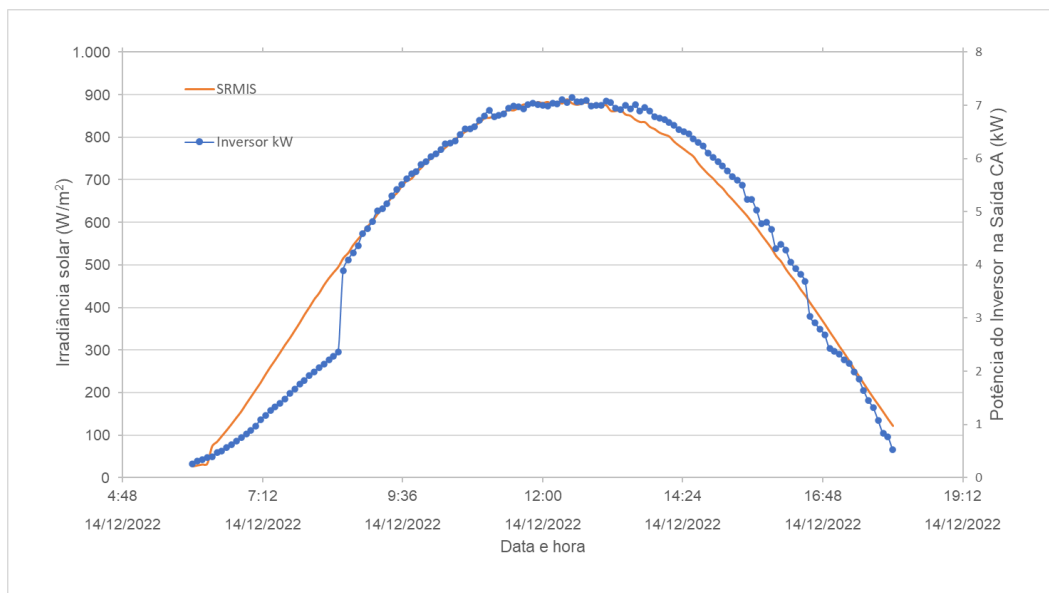


Figura 46: Curva de potência do inversor e da irradiância medida pelo SRMIS (14/12/2022).

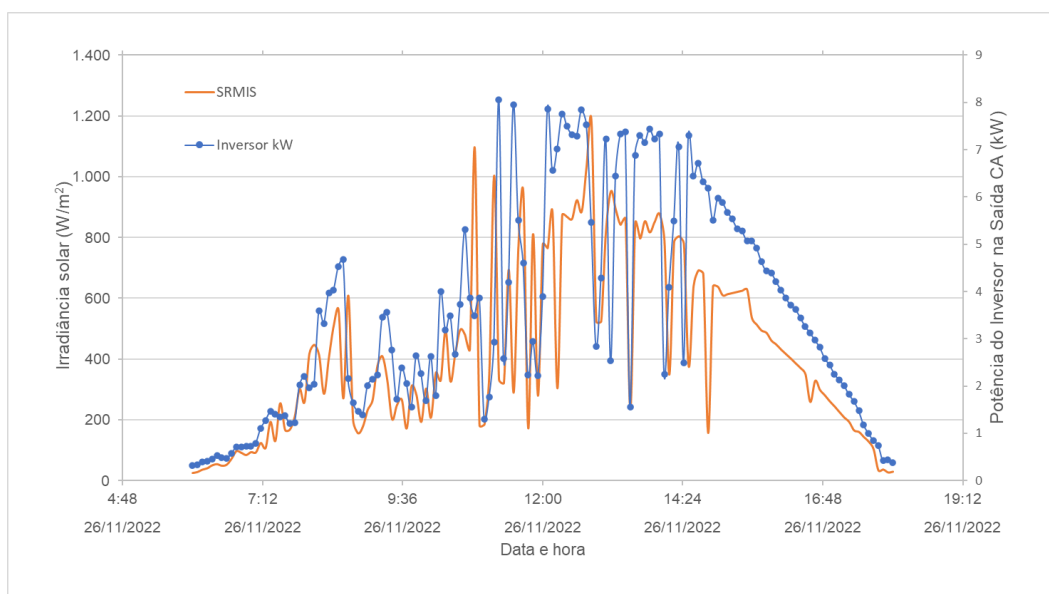


Figura 47: Curva de potência do inversor e da irradiância medida pelo SRMIS em um dia nublado (26/11/2022).

Utilizando os dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), (SUNDATA, 2022), a irradiação solar diária média mensal para Viamão,

para uma superfície orientada para o Norte e inclinada de 22° em relação a horizontal, nos meses de novembro, dezembro e janeiro, é em média de 6,0 kWh/m², ou HSP = 6,0 h. O Atlas Solar do Rio Grande do Sul (ATLAS RS, 2018) prevê valores de HSP da ordem de 6,1 h para os meses considerados, para uma superfície orientada para o Norte e inclinada de 20°. Considerando que o arranjo fotovoltaico do arranjo G4 está inclinado de 15° em relação à horizontal e com um ângulo azimutal de 60° noroeste, a irradiação solar será da ordem de 0,95 da prevista (ATLAS RS, 2018). Desta forma, a irradiação solar para o arranjo FV seria de aproximadamente 5,8 kWh/m² ou HSP = 5,8 h.

Assim, usando HSP = 5,8 h e o PR médio do sistema FV G4 de 0,91, o valor esperado de produção de energia elétrica para o período de 47 dias seria de:

$$\text{Produção}(kWh) = 5,8 \text{ h} * 8,72 \text{ kW} * 47 \text{ dias} * 0,91 = 2163 \text{ kWh}$$

O valor medido de produção de energia neste período (47 dias) foi de 2079 kWh sendo este valor 4 % menor do que o esperado, devido a menor irradiação solar medida no período em relação à média da base de dados do SUNDATA e do ATLAS RS.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Para desenvolver e testar um sistema remoto para medição de irradiância solar e obtenção do desempenho global de sistemas fotovoltaicos, uma célula solar de silício foi calibrada frente a um piranômetro térmico para uso como medidor de irradiância solar. Com a avaliação dos resultados da célula solar e do piranômetro num período de 21 dias, observou-se que o RMSE das medidas de irradiância solar foi de $9,7 \text{ W/m}^2$, considerando os dados obtidos entre 6 h e 18 h em todo período de 21 dias. Para o intervalo de maior irradiância solar, das 9 h às 15 h, o RMSE reduz para $8,4 \text{ W/m}^2$, valores adequados para o uso do dispositivo para caracterização de sistemas fotovoltaicos nos períodos de maior produção de energia. Constatou-se que o procedimento para calibração pode ser executado apenas na condição de céu limpo.

Foi projetado e montado um *hardware* com *firmware* embarcado utilizando uma célula solar como sensor de irradiância solar. A partir do dispositivo construído foi desenvolvido e testado um sistema remoto com tecnologia IoT (Internet das Coisas), para medição de irradiância solar para obtenção do desempenho global de sistemas fotovoltaicos. A partir da plataforma iSolarCloud obtiveram-se os dados de produção do SFCR (arranjo G4) em Viamão-RS e com os dados de irradiância solar coletados determinou-se o PR.

Com o dispositivo desenvolvido, foi possível analisar o PR de um sistema fotovoltaico, identificando problemas tais como sombras em partes do arranjo fotovoltaico. Um dos sistemas fotovoltaicos instalados no Tecnopuc-Viamão foi analisado durante 47 dias e apresentou um desempenho global médio de 91 %, indicando que o sistema FV está bem dimensionado e instalado.

O equipamento desenvolvido poderá ser produzido e comercializado para a análise do desempenho global de sistemas fotovoltaicos, o que será interessante para a avaliação dos milhares de sistemas instalados nos últimos anos no Brasil e para os que serão implantados.

Para desenvolvimentos futuros sugere-se:

- Usar células solares de menor tamanho, incorporando a mesma no invólucro do dispositivo;
- Desenvolver uma versão do dispositivo com bateria;
- Criar um sistema de fixação mecânica para instalar diretamente na moldura ou no trilho do sistema a ser avaliado;
- Intensificar o uso de ferramentas digitais, como a tecnologia da indústria 4.0, com o objetivo de automatizar e otimizar processos.
- Incluir no dispositivo a medida de irradiância integrada em um determinado período de tempo, ou seja, de irradiação (kWh/m²).

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDULRAZZAQ, Ali Kareem; BOGNÁR, György; PLESZ, Balázs. Accurate method for PV solar cells and modules parameters extraction using I–V curves. **Journal of King Saud University - Engineering Sciences**, [s. l.], v. 34, n. 1, p. 46–56, 2022. Disponível em: Acesso em: 8 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEXO III DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL-PRODIST MÓDULO 3-CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** 2021a. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf. Acesso em: 15 dez. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021(*)**. Brasília, Brasil: Diário Oficial da União, 7 dez. 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 23 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023**. Brasília, Brasil: Diário Oficial da União, 7 fev. 2023. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999>. Acesso em: 25 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** [S. l.], 2022. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp. Acesso em: 22 jan. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR10899: Energia solar fotovoltaica.** Rio de Janeiro, 2020.: 2020. Disponível em:

<https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/8242/nbr10899-energia-solar-fotovoltaica-terminologia>. Acesso em: 25 mar. 2023.

CRESESB-CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. **SUNDATA**. [S. l.], 2022. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 1 mar. 2023.

DIERAUF, Timothy *et al.* Weather-Corrected Performance Ratio. [s. l.], 2013. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>. Acesso em: 23 jan. 2023.

HAAG, Rafael; *et al.* ATLAS SOLAR DO RIO GRANDE DO SUL. *Em*: UERGS (org.). Porto Alegre: [s. n.], 2018. *E-book*. Disponível em: Acesso em: 1 mar. 2023.

IEC 60904-2. **IEC 60904-2 Ed. 2.0 b:2007 - Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for reference solar device**. [S. l.], 2007. Disponível em: https://webstore.ansi.org/standards/iec/iec60904ed2007?gclid=Cj0KCQiA_P6dBhD1ARIsAAGI7HA29KxQiPT4pEg9QvFsGz5MsMOOodWVcev3ssbW5g3bcYuMEoxe-S4aArBnEALw_wcB. Acesso em: 11 jan. 2023.

IEC 60904-5. **IEC 60904-5 Ed. 2.0 b:2011 - Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method**. [S. l.], 2011. Disponível em: <https://webstore.ansi.org/standards/iec/iec60904ed2011>. Acesso em: 27 fev. 2023.

IEC 60904-7. **IEC 60904-7 Ed. 3.0 b:2008 - Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices**. [S. l.], 2008. Disponível em: <https://webstore.ansi.org/standards/iec/iec60904ed2008-1295264>. Acesso em: 27 fev. 2023.

IEC 60904-10. **IEC 60904-10 Ed. 2.0 b:2009 - Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement**. [S. l.], 2009. Disponível em: <https://webstore.ansi.org/standards/iec/iec6090410ed2009>. Acesso em: 27 fev. 2023.

ISO 9060. **ISO 9060:1990 - Solar energy — Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation**. [S. l.], 1990. Disponível em: <https://www.iso.org/standard/16629.html>. Acesso em: 23 jan. 2023.

ISO 9847. **ISO 9847 - Solar energy — Calibration of pyranometers by comparison to a reference pyranometer.** [S. l.], 1990. Disponível em: <https://www.iso.org/standard/78800.html>. Acesso em: 11 jan. 2023.

JANJAI, Serm; TOHSING, Korntip; PATTARAPANITCHAI, Somjet. ARTICLES YOU MAY BE INTERESTED IN. [s. l.], v. 1810, p. 80004, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/1.4975535>. Acesso em: 8 mar. 2023.

KHALID, Ahmad Mohd *et al.* Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 65, p. 1139–1158, 2016. Disponível em: Acesso em: 23 jan. 2023.

NOAA. **Sky Condition - National Weather Service.** [S. l.], 2020. Disponível em: <https://forecast.weather.gov/glossary.php?word=sky%20condition>. Acesso em: 24 jan. 2023.

OZDEN, Talat; AKINOGLU, Bulent G.; TURAN, Rasit. Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia – An extended analysis. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 101, p. 182–195, 2017. Disponível em: Acesso em: 26 jan. 2023.

PADMAVATHI, K.; DANIEL, S. Arul. Performance analysis of a 3MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India. **Energy for Sustainable Development**, [s. l.], v. 17, n. 6, p. 615–625, 2013. Disponível em: Acesso em: 26 jan. 2023.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos. rev. ampl. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.** [S. l.], 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 15 abr. 2022.

ROSSO, André Possamai *et al.* DESENVOLVIMENTO DE PROTÓTIPOS DE MÓDULOS DE REFERÊNCIA PARA MEDIÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR. **Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [s. l.], 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/351>. Acesso em: 11 jan. 2023.

SANTOS, Lauren Merlini *et al.* DESENVOLVIMENTO E CARACTERIZAÇÃO DE UM PIRANÔMETRO TÉRMICO –ANÁLISE PRELIMINAR DAS MEDIDAS DE

IRRADIAÇÃO. **Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [s. l.], 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/764>. Acesso em: 14 jan. 2023.

SHIBUYA, Marcelo Kenji; LEI, Gir Heng Meu. DESENVOLVIMENTO DE MEDIDOR DE IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO SOLAR DE BAIXO CUSTO PARA FINS DIDÁTICOS. **Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [s. l.], p. 1–8, 2022. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1083>. Acesso em: 11 jan. 2023.

SOUZA DE PAULA, João Frederico *et al.* CONFECÇÃO E ANÁLISE DE UM PIRANÔMETRO FOTOVOLTAICO DE BAIXO CUSTO. **Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [s. l.], 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/763>. Acesso em: 11 jan. 2023.

ŠÚRI, Marcel *et al.* Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. **Solar Energy**, [s. l.], v. 81, n. 10, p. 1295–1305, 2007. Disponível em: Acesso em: 23 jan. 2023.

VASCONCELLOS, Thiago *et al.* EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS. [s. l.], p. 35–36, 2021. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 23 jan. 2023.

ZANESCO, Izete. **Análise e construção de um piranômetro fotovoltaico**. 1991. 1–120 f. - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1991. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/189638>. Acesso em: 23 jan. 2023.



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
Pró-Reitoria de Graduação
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 1 - 3º. andar
Porto Alegre - RS - Brasil
Fone: (51) 3320-3500 - Fax: (51) 3339-1564
E-mail: prograd@pucrs.br
Site: www.pucrs.br