

# **Plataforma Computacional Baseada em *Edge Computing* para Estimativa de Geração e Diagnóstico Operacional de Sistemas Fotovoltaicos Utilizando ESP32 e Dados Meteorológicos em Tempo Real**

SANTOS, Diogo Marciano<sup>1</sup>. LIMA, Marcilon Fonseca de<sup>1</sup>. ARAÚJO, Wanderson Rainer Hilário<sup>1</sup> e FERREIRA, Bruno Fagundes<sup>1</sup>

Escola Politécnica e de Artes

<sup>1</sup>Pontifícia Universidade Católica de Goiás, Goiânia - GO - Brasil

**RESUMO:** A expansão da geração solar fotovoltaica no Brasil tem ampliado a necessidade de ferramentas capazes de monitorar e estimar o desempenho energético desses sistemas em condições reais de operação. Entretanto, fatores ambientais, como o aumento da temperatura das células fotovoltaicas e o acúmulo de partículas sobre a superfície dos módulos, podem provocar perdas significativas de eficiência. Neste contexto, este trabalho apresenta o desenvolvimento e a validação computacional de uma plataforma baseada em arquitetura de computação de borda (*Edge Computing*) para monitoramento e diagnóstico operacional de sistemas fotovoltaicos. A solução utiliza o microcontrolador ESP32 como nó de borda responsável pelo processamento local dos dados meteorológicos obtidos em tempo real por meio da API Tomorrow.io. A plataforma implementa modelos analíticos para estimativa de perdas térmicas e perdas por sujidade, permitindo a predição da potência gerada e de indicadores energéticos associados ao desempenho do sistema. Os resultados são disponibilizados por meio de uma Interface Homem-Máquina composta por dashboard web responsivo, armazenamento histórico embarcado em LittleFS e assistente virtual por voz baseado na Web Speech API. A validação foi realizada por meio de simulações computacionais utilizando dados meteorológicos reais da cidade de Goiânia-GO. Os resultados demonstraram a capacidade da plataforma em processar informações localmente, estimar perdas operacionais e disponibilizar indicadores energéticos em tempo real, com base em dados meteorológicos obtidos por meio de serviços web externos. Conclui-se que a abordagem proposta apresenta potencial para aplicações de monitoramento fotovoltaico de baixo custo baseadas em computação de borda.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica; *Edge Computing*; ESP32; Degradação Térmica; Monitoramento Inteligente.

**ABSTRACT:** The expansion of solar photovoltaic generation in Brazil has increased the demand for tools capable of monitoring and estimating the energy performance of photovoltaic systems under real operating conditions. However, environmental factors such as elevated photovoltaic cell temperatures and the accumulation of particulate matter on module surfaces can significantly reduce system efficiency. To overcome these limitations, this paper introduces a computational platform leveraging edge computing architecture for the monitoring and operational diagnosis of photovoltaic systems. The proposed solution employs the ESP32 microcontroller as an edge node responsible for the local processing of real-time meteorological data obtained through the Tomorrow.io API. The platform implements analytical models for estimating thermal and soiling losses, enabling the prediction of generated power and energy performance indicators. The results are delivered through a Human-Machine Interface consisting of a responsive web dashboard, historical data storage using the LittleFS embedded file system, and a voice assistant based on the Web Speech API. The validation process was

conducted through computational simulations using real meteorological data from the city of Goiânia, Goiás, Brazil. The results demonstrated the platform's ability to process information locally, estimate operational losses, and provide real-time energy indicators while reducing dependence on external processing resources. It is concluded that the proposed approach presents significant potential for low-cost photovoltaic monitoring applications based on edge computing technologies.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy; Edge Computing; ESP32; Thermal Degradation; Intelligent Monitoring.

## 1. INTRODUÇÃO

A matriz energética global passa por uma transição, impulsionada pela necessidade de descarbonização e pelas limitações do modelo baseado em combustíveis fósseis. Nesse panorama, a energia solar fotovoltaica tornou-se uma alternativa na geração distribuída, devido à sua modularidade e à redução dos custos de produção de células de silício. No Brasil, país que apresenta índices de irradiância solar distintos da média europeia, o crescimento da micro e minigeração distribuída alterou a relação entre o consumidor e a concessionária de energia elétrica (OLIVEIRA; MARIO; PACHECO, 2021). O estado de Goiás, localizado no Planalto Central, ocupa uma posição estratégica nesse cenário em decorrência de seus índices de insolação diária e da estabilidade climática sazonal, fatores que influenciam a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais (EPE, 2024; CRESESB, 2024).

Entretanto, a integração massiva de sistemas fotovoltaicos impõe desafios técnicos complexos, centrados na intermitência e na variabilidade da geração em tempo real. A eficiência de um painel fotovoltaico em campo raramente atinge os níveis nominais de laboratório (*Standard Test Conditions* – STC), sendo continuamente degradada por fatores ambientais dinâmicos como a temperatura de operação das células, sombreamentos parciais transientes e, crucialmente, o acúmulo de sujidade na superfície do vidro protetor, fenômeno internacionalmente denominado como *soiling* (MAGHREBI et al., 2019).

Tradicionalmente, as infraestruturas comerciais de monitoramento limitam-se à aquisição passiva de dados históricos, transmitindo-os para servidores centralizados em nuvem. Essa abordagem acarreta limitações severas de largura de banda, latência de rede e dependência estrita de conectividade contínua, gerando vulnerabilidade técnica perante interrupções de sinal (SHI et al., 2016).

Frente a esse panorama, o paradigma da computação de borda (*Edge Computing*) surge como uma solução para o gerenciamento descentralizado. Por meio da utilização de microcontroladores de baixo custo e alta capacidade de processamento, como o ESP32 (ESPRESSIF SYSTEMS, 2024), algoritmos de análise e interfaces de controle são executados localmente em nós adjacentes aos geradores. Essa descentralização mitiga gargalos de comunicação, reduz a latência e aumenta significativamente a resiliência do sistema perante falhas na infraestrutura de rede (MA et al., 2019)."

A literatura recente evidencia que dispositivos microcontrolados, notadamente o ESP32, são amplamente empregados para a aquisição e transmissão de dados em tempo real, conforme verificado no sistema de monitoramento de Silva (2023) e nas interfaces de visualização desenvolvidas por Favero et al. (2023). Contudo, identifica-se uma lacuna científica recorrente

nessas abordagens, que se concentram predominantemente na coleta passiva, apresentando ausência de algoritmos de diagnóstico executados localmente e estrita dependência de plataformas externas em nuvem. De forma análoga, propostas de análise energética integrada como a de Below (2022) carecem de especificidade para sistemas fotovoltaicos, enquanto plataformas direcionadas como a de Nunes (2025) monitoram a geração em tempo real, mas prescindem de modelagem analítica preditiva de perdas. Sob a ótica industrial, arquiteturas como a de Lopes e Pereira (2020) focam no controle de automação periférica e não no diagnóstico de eficiência

No cenário mercadológico, plataformas consagradas de alta maturidade tecnológica, como SolarEdge mySolarEdge, Huawei FusionSolar e SAJ Elekeeper, incorporam algoritmos avançados baseados em inteligência artificial. Contudo, tais soluções impõem restrições associadas a ecossistemas proprietários fechados, que limitam a interoperabilidade entre dispositivos e exigem alto aporte financeiro (KALOGIROU, 2021). Além disso, a dependência inerente do processamento centralizado em nuvem acarreta latência elevada e compromete a autonomia operacional local no ponto de geração, dificultando a implementação de respostas rápidas em cenários de falhas de comunicação (FENZI et al., 2021).

Diante das lacunas identificadas, o presente trabalho desenvolveu uma plataforma de monitoramento adaptativa baseada em computação de borda, voltada para a predição de potência e otimização operacional de arranjos fotovoltaicos. O sistema utiliza a geolocalização integrada à plataforma Tomorrow.io para delimitar o contexto espacial das análises, permitindo o cruzamento de dados meteorológicos locais com parâmetros específicos de irradiância. O objetivo geral deste estudo consistiu em projetar e validar a arquitetura lógica e o firmware de um sistema de processamento de baixo custo, capaz de monitorar variáveis meteorológicas, estimar perdas operacionais térmicas e por sujidade, e disponibilizar uma interface multimodal para a gestão otimizada de sistemas geradores.

Para o cumprimento dessa proposta, estabeleceu-se como escopo metodológico o alcance de metas científicas estruturadas em quatro etapas: inicialmente, o dimensionamento da arquitetura de um nó de borda microcontrolado dotado de conectividade sem fio e georreferenciamento para a parametrização das análises via API meteorológica de alta precisão; em sequência, a modelagem analítica das perdas fotovoltaicas por meio de algoritmos de degradação térmica dinâmica e modelagem estocástica de sujidade parametrizada pela cobertura de nuvens regional; o desenvolvimento de uma Interface Homem-Máquina multimodal, integrada por um painel digital responsivo e um agente conversacional (LAILA) — atua como sensor virtual ao processar dados geolocalizados do Tomorrow.io para inferir estados operacionais) dotado de síntese de voz nativa; e, por fim, a validação computacional da plataforma integrada em ambiente simulado, alimentado por séries temporais de dados meteorológicos reais coletados para a cidade de Goiânia, Goiás.

## **2. REFERENCIAL TEÓRICO**

### **2.1 Sistemas Fotovoltaicos e Fatores de Perda**

A geração fotovoltaica baseia-se no efeito fotovoltaico, no qual fótons incidentes sobre materiais semicondutores geram uma diferença de potencial elétrico. Em condições reais de operação, a eficiência dos módulos é influenciada por fatores ambientais, como temperatura,

irradiância e o acúmulo de partículas sobre a superfície dos painéis (VILLALVA; GAZOLI, 2015). As Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions* – STC) estabelecem como referência a irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, a temperatura de célula de 25 °C e a massa de ar AM 1,5 — parâmetro que quantifica a atenuação atmosférica, devido à absorção e ao espalhamento da energia, quando a radiação solar percorre uma distância 1,5 vezes superior à espessura vertical da atmosfera (IEC, 2019). Entretanto, sistemas instalados em campo operam sob condições dinâmicas, resultando em perdas operacionais constantes. A Figura 1 apresenta os principais fatores que influenciam o desempenho energético de módulos fotovoltaicos.

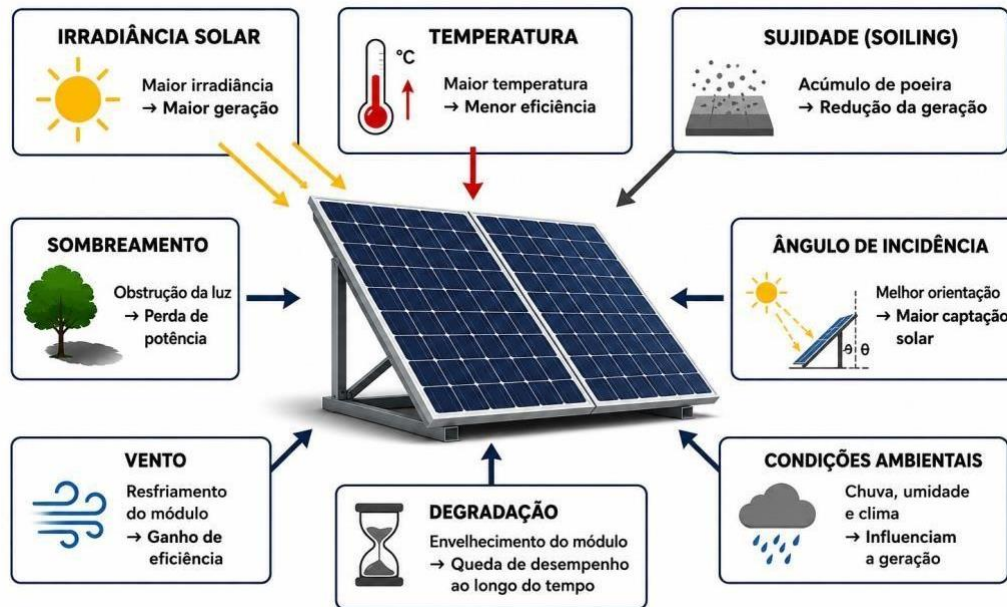


Figura 1 – Principais fatores de influência no desempenho de sistemas fotovoltaicos.  
(Fonte: Elaborado pelo autor)

## 2.2 Efeitos Térmicos em Módulos Fotovoltaicos

O aumento da temperatura de operação provoca redução da tensão de circuito aberto e da potência máxima gerada pelos módulos fotovoltaicos (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009). Para módulos de silício monocristalino, o coeficiente térmico típico varia entre  $-0,3\% / ^\circ\text{C}$  e  $-0,5\% / ^\circ\text{C}$  (DUNLOP, 2012). Neste trabalho foi adotado o valor médio de  $-0,4\% / ^\circ\text{C}$ . A perda térmica utilizada no modelo analítico é calculada pela Equação (1), em que P term é o percentual de perda térmica instantânea do arranjo,  $\gamma$  é o coeficiente de temperatura para potência máxima do painel,  $T_c$  é a temperatura real de operação da célula em campo e  $T_{stc}$  é a temperatura de referência de 25°C.

$$P_{\text{term}} = \gamma \cdot (T_c - T_{stc}) \quad (1)$$

## 2.3 Perdas por Sujidade (Soiling)

O fenômeno de sujidade corresponde ao acúmulo de partículas sólidas sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos, reduzindo a transmitância óptica e a eficiência energética do sistema (SAYYAH; HASAN; ALI, 2014). As perdas variam conforme fatores ambientais, inclinação dos módulos e regime de precipitação. Regiões secas tendem a apresentar maiores índices de deposição de material particulado (SARVER; AL-QARAGHOULI; KAZMERSKI, 2013). No presente trabalho, a perda por sujidade foi associada à cobertura de nuvens como variável proxy para a estimativa da ocorrência de precipitação. Quando a cobertura de nuvens supera um limiar definido, o algoritmo interpreta a condição como evento de chuva e aplica um fator de redução

da sujeidade acumulada, simulando o efeito de autolimpeza por precipitação (rain-washing). Contudo, reconhece-se que a chuva pode, em determinadas condições, atuar também como fonte de sujeidade, ao depositar partículas dissolvidas ou lama sobre a superfície dos módulos após a evaporação da água (SARVER; AL-QARAGHOULI; KAZMERSKI, 2013). A identificação precisa desse efeito bidirecional da precipitação — como agente de limpeza ou de contaminação — não foi contemplada no modelo atual, sendo apontada como oportunidade para trabalhos futuro.

## 2.4 Computação em Nuvem e Computação de Borda

A computação em nuvem (*Cloud Computing*) é amplamente utilizada em aplicações de Internet das Coisas (IoT) para armazenamento e processamento remoto de dados (MELL; GRANCE, 2011). Contudo, sistemas que demandam controle em tempo real podem apresentar limitações críticas de latência e dependência de conectividade contínua. Como alternativa, a computação de borda (*Edge Computing*) descentraliza o processamento, aproximando a computação da origem dos dados (SHI et al., 2016), o que permite a execução local de algoritmos analíticos com maior determinismo temporal. No presente trabalho, essa abordagem é adotada por meio do microcontrolador ESP32, que realiza o processamento local dos dados e consome dados meteorológicos em tempo real via API externa (Tomorrow.io), sem transferência de processamento para infraestrutura de nuvem própria. Adicionalmente, a interface de visualização embarcada segue o paradigma Single Page Application (SPA), permitindo atualizações dinâmicas dos indicadores de desempenho sem recarregamento completo da interface

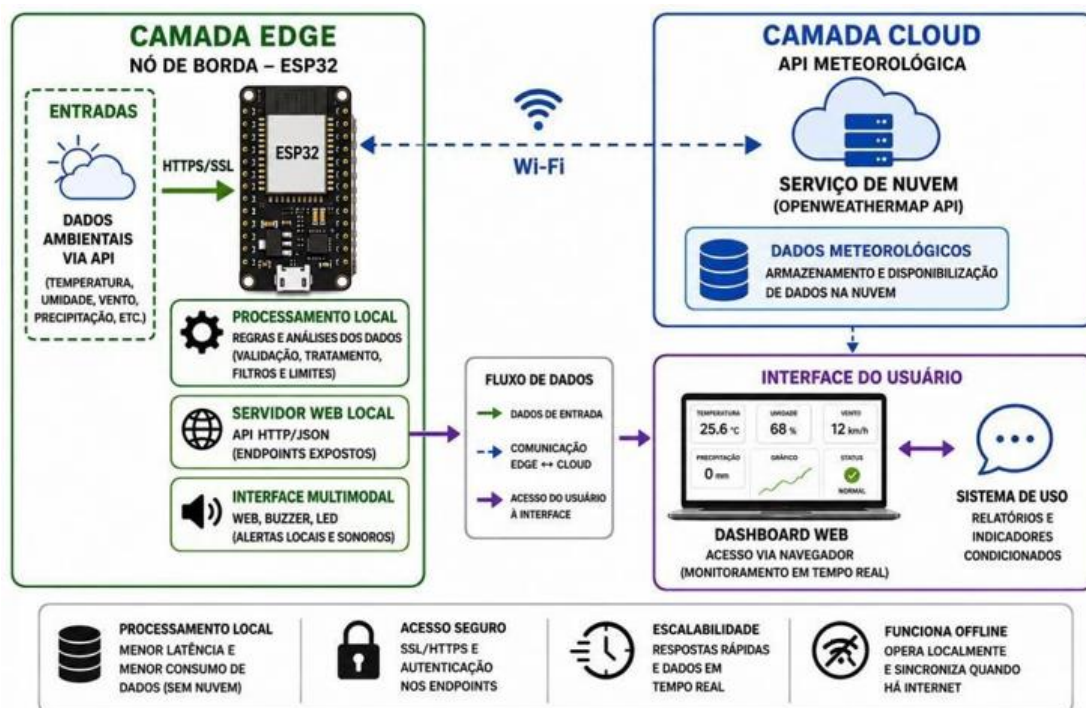
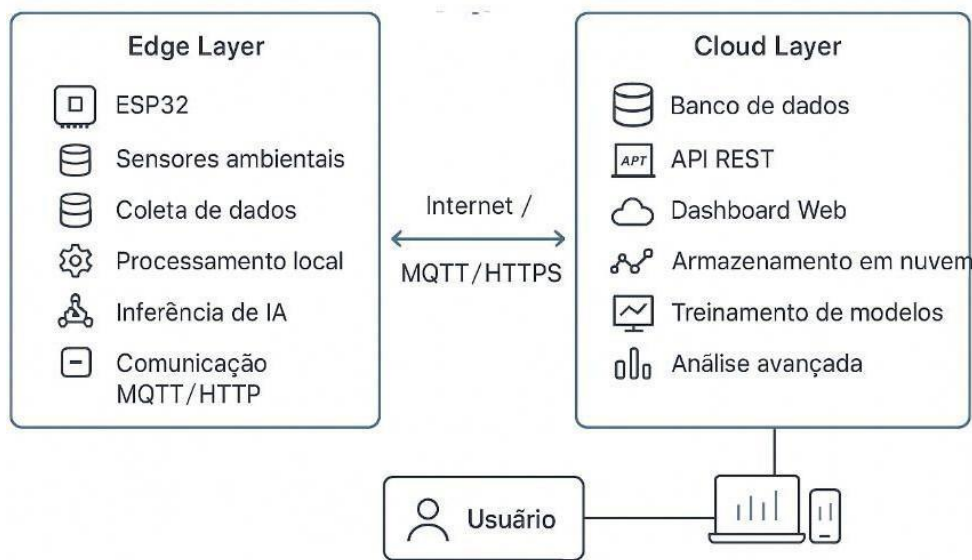


Figura 2 – Arquitetura de implementação baseada em *Edge Computing* com integração a serviço web externo.

(Fonte: Elaborado pelo autor)

#### 4. MATERIAIS E MÉTODOS

A plataforma foi implementada utilizando o microcontrolador ESP32 DevKit V1 como nó de borda (edge node), responsável pela aquisição, processamento e disponibilização local dos dados operacionais. A obtenção de dados meteorológicos foi realizada via API pública do Tomorrow.io (TOMORROW.IO, 2026), mediante requisições HTTP em formato JSON parametrizadas para a cidade de Goiânia, GO. O firmware foi desenvolvido na Arduino IDE, utilizando bibliotecas de conectividade e manipulação de dados (Wi-Fi, HTTPClient, ArduinoJson). A arquitetura de implementação do sistema é apresentada na Figura 3.



**Figura 3: Arquitetura de implementação do sistema — Camada de Borda com integração a serviço web externo**

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

A arquitetura de implementação do sistema, mostrada na Figura 3 é organizada em três camadas funcionais. A primeira, denominada camada de aquisição, é responsável pela comunicação com o serviço web externo — a API pública Tomorrow.io — por meio de requisições HTTP, recebendo os dados meteorológicos em formato JSON. Os parâmetros obtidos incluem irradiância solar global horizontal (GHI), temperatura ambiente e cobertura de nuvens, utilizados como entradas para os modelos analíticos embarcados."

A segunda camada, de processamento local, é executada integralmente no microcontrolador ESP32, sem transferência de dados para infraestrutura de nuvem própria. Nessa etapa, os dados meteorológicos recebidos alimentam os modelos de estimativa de perdas térmicas e perdas por sujidade, resultando no cálculo da potência estimada gerada pelo sistema fotovoltaico e dos indicadores energéticos associados, como energia diária estimada e economia financeira. Os dados processados são armazenados localmente no sistema de arquivos LittleFS embarcado, garantindo disponibilidade do histórico mesmo em situações de ausência temporária de conectividade.

A terceira camada, de apresentação, compreende a Interface Homem-Máquina disponibilizada pelo próprio ESP32 por meio de um servidor web embarcado. O dashboard web responsivo, acessível via navegador em rede local, exibe os indicadores em tempo real seguindo o paradigma Single Page Application (SPA), permitindo atualizações dinâmicas sem recarregamento completo da interface. A interação com o sistema é complementada pelo

assistente virtual por voz LAILA, baseado na Web Speech API, que responde a consultas sobre o desempenho operacional do sistema fotovoltaico.

#### 4.1 Modelagem Analítica

- A temperatura estimada da célula fotovoltaica foi calculada a partir de um modelo baseado na temperatura ambiente e na cobertura de nuvens, conforme a Equação (2), adaptada do conceito de NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) descrito pela norma IEC 61215. A Equação adaptada dos livros de Duffie e Beckman (2013)

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{amb}} + (\text{NOCT} - 20)(\text{GHI}/800) \quad (2)$$

em que:

$T_c$  = temperatura da célula (°C);

$T_a$  = temperatura ambiente (°C);

NOCT = temperatura nominal de operação da célula (°C);

GHI = irradiância global horizontal (W/m<sup>2</sup>).

As perdas térmicas foram estimadas utilizando o coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico. Sendo utilizado o coeficiente térmico do módulo fotovoltaico (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009).

$$P_{\text{term}} = B(T_{\text{célula}} - T_{\text{stc}}) \cdot 100 \quad (3)$$

em que:

$B$  = coeficiente de temperatura do módulo;

$T_c$  = temperatura da célula (°C);

$T_{\text{scs}}$  = temperatura de referência das condições padrão de teste (25°C).

A potência instantânea estimada foi obtida conforme a Equação (4). A estrutura geral é baseada no modelo de (Huld et al. 2010)

$$P_{\text{nom}} = P \cdot (\text{G}_{\text{estimada}} / 1000) - (\text{dP}_{\text{termica}} + \text{dP}_{\text{sujidade}}) \quad (4)$$

em que:

$P_{\text{inst}}$  = potência instantânea estimada (W);

$P_{\text{nom}}$  = potência nominal do sistema fotovoltaico (3200 W);

GHI = irradiância solar global horizontal (W/m<sup>2</sup>);  $P_{\text{term}}$  = perda térmica (%);

$P_{\text{suj}}$  = perda por sujidade (%).

#### 4.2 Interface Homem-Máquina

A Interface Homem-Máquina (IHM) foi desenvolvida utilizando HTML5, CSS3 e JavaScript em arquitetura *Single Page Application* (SPA), sendo hospedada no servidor HTTP embarcado do ESP32.

O dashboard apresenta, em tempo real, informações meteorológicas obtidas pela API Tomorrow.io, incluindo irradiância solar, temperatura ambiente, cobertura de nuvens e condições climáticas. A partir desses dados são calculados os indicadores energéticos do sistema fotovoltaico. A temperatura da célula fotovoltaica é estimada pela Equação (6), baseado

na norma IEC 61215. A equação adaptada dos livros de (Duffie e Beckman (2013) e Skoplaki e Palyvos (2009))

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \cdot 800 / G \quad (5)$$

em que:

$T_{cell}$  – temperatura da célula fotovoltaica [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$T_{amb}$  – temperatura ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$NOCT$  – temperatura nominal de operação da célula [ $^{\circ}\text{C}$ ];  $G$  – irradiância solar [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

A perda térmica é calculada em função da temperatura da célula, enquanto a perda por sujidade é estimada com base na quantidade de dias sem chuva. A perda total corresponde à soma dessas parcelas. A potência instantânea gerada é calculada pela Equação (6), baseada no modelo de desempenho de Huld et al. (2010), com adaptações segundo Duffie e Beckman (2013), Skoplaki e Palyvos (2009), Kimber et al. (2006) e Villalva (2015).

$$P_{out} = P_{nom} \times (G / G_{STC}) \times (1 + P_{term}/100) \times (1 - P_{suj}/100) \quad (6)$$

em que:

$P_{sai}$  – potência instantânea de saída [ $\text{W}$ ];

$P_{nom}$  – potência nominal do sistema fotovoltaico [ $\text{W}$ ];

$G$  – irradiância solar [ $\text{W}/\text{m}^2$ ];

$G_{STC}$  – irradiância de referência nas condições STC ( $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ );

$P_{term}$  – perda percentual por temperatura [%];

$P_{suj}$  – perda percentual por sujidade [%].

A economia mensal estimada é determinada pela Equação (7), Equação conforme CRESESB (2014) e EPE (2020)

$$E_c = (P_{out} / 1000) \times HSP \times 30 \times T_{kWh} \quad (7)$$

em que:

$E_c$  – economia mensal estimada [ $\text{R}/\text{kWh}$ ].

$P_{out}$  – potência instantânea de saída [ $\text{W}$ ]

Na qual HSP representa as horas de sol pleno médias da região e  $T_{kWh}$  corresponde à tarifa de energia elétrica adotada.

Adicionalmente, foi implementada a síntese de voz utilizando a API Web Speech, permitindo ao usuário receber informações e alertas operacionais de forma audível.

### 4.3 Fluxo Operacional

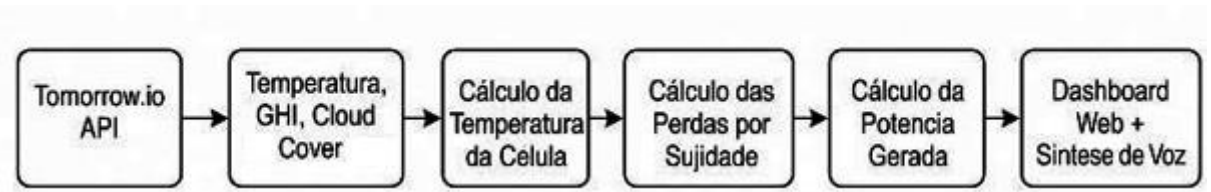
O fluxo operacional do sistema segue uma sequência lógica de processamento de dados, conforme ilustrado na Figura 4:

API Tomorrow.io: Fonte primária de aquisição dos dados meteorológicos.

1. Variáveis Meteorológicas: Recepção dos dados de temperatura, GHI e *Cloud Cover*.
2. Cálculo da Temperatura da Célula: Processamento local para estimar a temperatura operacional dos painéis.

3. Cálculo das Perdas por Sujidade: Estimativa do impacto do acúmulo de resíduos na eficiência.
4. Cálculo da Potência Gerada: Determinação final da energia produzida com base nos dados corrigidos.
5. Dashboard Web + Síntese de Voz – LAILA: Exibição dos resultados na interface e reprodução sonora dos relatórios.

A Figura 4 ilustra o fluxo operacional do sistema, evidenciando a sequência de processamento desde a aquisição dos dados meteorológicos via API Tomorrow.io até a exibição dos resultados no dashboard web e na interface de voz LAILA



**Figura 4 – Fluxo operacional do sistema.**

Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A plataforma foi conduzida utilizando dados meteorológicos em tempo real fornecidos pela API Tomorrow.io para a cidade de Goiânia-GO.

Os parâmetros meteorológicos coletados, incluindo temperatura ambiente, irradiância solar, cobertura de nuvens e condição climática, foram processados pelos modelos implementados para estimativa da temperatura da célula fotovoltaica, das perdas térmicas, das perdas por sujidade, da potência gerada e da economia financeira associada à geração de energia.

A Tabela 1 apresenta os parâmetros fixos adotados na modelagem analítica. Os valores de potência nominal (3,2 kWp), coeficiente de temperatura ( $-0,41\%/^{\circ}\text{C}$ ), temperatura NOCT ( $45^{\circ}\text{C}$ ) e irradiância de referência STC ( $1000\text{ W/m}^2$ ) foram definidos com base em especificações técnicas de módulos fotovoltaicos comerciais. A tarifa de energia elétrica adotada (R\$ 0,98/kWh) segue a referência regulatória da ANEEL vigente para a região de Goiânia-GO, e as horas de sol pleno (HSP) de 5,2 h/dia correspondem à média histórica da cidade, conforme dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Esses parâmetros constituem a base de entrada fixa do modelo, permitindo que as variações nos resultados reflitam exclusivamente as condições meteorológicas em tempo real.

| Parâmetro           | Valor                      | Referência                 |
|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Potência nominal    | 3200 W                     | Sistema residencial típico |
| Coeficiente térmico | -0,4 %/ $^{\circ}\text{C}$ | SKOPLAKI; PALYVOS, 2009    |
| Temperatura STC     | 25 $^{\circ}\text{C}$      | IEC, 2019                  |
| Irradiância STC     | 1000 $\text{W/m}^2$        | IEC, 2019                  |
| Tarifa energética   | 0,98 R\$/kWh               | ANEEL, 2026                |
| HSP Goiânia         | 5,2 h/dia                  | CRESESB, 2017              |

Tabela 1 – Parâmetros utilizados na modelagem

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 2 apresenta os valores registrados durante um ensaio em operação real, servindo como base para a análise do desempenho da plataforma e para a verificação da consistência dos resultados obtidos.

| Parâmetro                     | Valor                |
|-------------------------------|----------------------|
| Temperatura ambiente          | 27,8 °C              |
| Cobertura de nuvens           | 40 %                 |
| Irradiância (GHI)             | 700 W/m <sup>2</sup> |
| Temperatura da célula         | 49,7 °C              |
| Perda térmica                 | 9,9 %                |
| Perda por sujidade            | 7,0 %                |
| Potência instantânea estimada | 1.878 W              |
| Economia mensal estimada      | R\$ 287,05           |

Tabela 2 – Parâmetros registrados no teste em operação real

Fonte: Elaborado pelo autor (18/05/2026).

Conforme apresentado na Tabela 2, a temperatura ambiente registrada foi de 27,8 °C e a irradiância global horizontal (GHI) atingiu 700 W/m<sup>2</sup>, condições compatíveis com uma cobertura de nuvens de 40%. A partir desses parâmetros, o sistema estimou uma potência fotovoltaica de 1.878 W para uma instalação com potência nominal de 3,2 kWp.

Considerando apenas a irradiância incidente e desconsiderando os fatores de perda, a potência teórica esperada seria de aproximadamente 2.240 W, obtida pela relação entre a irradiância observada e a irradiância de referência das Condições Padrão de Teste (STC). Entretanto, ao serem considerados os efeitos da temperatura da célula fotovoltaica e da sujidade acumulada sobre os módulos, a potência estimada foi reduzida para 1.878 W.

A temperatura estimada da célula atingiu 49,7 °C, resultando em uma perda térmica de 9,9%. Adicionalmente, a perda por sujidade foi estimada em 7,0%. Como consequência, observou-se uma redução efetiva de aproximadamente 16,2% em relação à potência teórica ideal calculada para as mesmas condições de irradiância. Esse comportamento é compatível com o esperado para sistemas fotovoltaicos submetidos a temperaturas elevadas de operação e à presença de deposição de partículas sobre a superfície dos módulos.

A perda por sujidade estimada em 7,0% evidencia a relevância do monitoramento contínuo das condições operacionais do sistema fotovoltaico. A inclusão desse parâmetro na modelagem contribui para uma representação mais realista do desempenho energético da instalação, permitindo identificar situações em que a geração pode ser impactada pelo acúmulo de sujeira nos módulos.

Além das perdas térmicas e por sujidade, o modelo considera a perda por resistência nos cabos de interligação do sistema. Essa parcela, estimada em 2,5% sobre a potência gerada, representa a dissipação de energia elétrica ocasionada pela resistência ôhmica dos condutores entre os módulos fotovoltaicos e o inversor (DUNLOP, 2012; IEC, 2021). Embora de menor magnitude em relação às demais perdas, a sua inclusão no modelo contribui para uma estimativa mais completa da potência efetivamente disponibilizada pelo sistema, totalizando, em conjunto com as perdas térmicas e por sujidade, uma redução de 16,2% relativamente à potência teórica esperada nas condições de irradiância observadas.

A Figura 5 apresenta o dashboard desenvolvido durante o teste em operação real, exibindo os parâmetros meteorológicos recebidos da API, as variáveis calculadas pelo modelo analítico e os indicadores energéticos disponibilizados ao usuário. Os valores apresentados na interface corroboram os resultados descritos na Tabela 2, demonstrando a consistência entre os dados processados pelo sistema e as informações disponibilizadas para monitoramento.

Além da interface gráfica, a plataforma incorpora a agente conversacional LAILA (*Language Assistant for Intelligent and Accessible Learning*), desenvolvida com foco em acessibilidade e usabilidade. A ferramenta permite que os usuários consultem informações do sistema por meio de linguagem natural, obtendo respostas relacionadas às condições meteorológicas, perdas estimadas, potência fotovoltaica e indicadores de desempenho calculados pela plataforma. Dessa forma, a LAILA atua como um mecanismo complementar de interação homem-máquina, ampliando o acesso às informações disponibilizadas pelo sistema e tornando o monitoramento mais intuitivo para diferentes perfis de usuários.



Figura 5 – Dashboard da plataforma fotovoltaica baseada em *Edge Computing*: Captura de tela do sistema em operação (18/05/2026).

Os resultados obtidos evidenciam a capacidade da arquitetura proposta de integrar dados meteorológicos em tempo real, executar modelos analíticos localmente no ESP32 e disponibilizar indicadores operacionais por meio de interfaces complementares — gráfica e por voz. A consistência entre os valores processados e os exibidos ao usuário indica que o sistema opera de forma coerente dentro das condições testadas.

O dashboard apresentou atualização automática a cada 30 segundos, monitoramento de temperatura, irradiância, potência, perdas energéticas, alertas de manutenção e estimativa financeira em tempo real.

## CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de uma plataforma computacional de baixo custo baseada em arquitetura *Edge Computing* com integração a serviços web externos para monitoramento operacional de sistemas fotovoltaicos. A solução integrou o microcontrolador ESP32 à API Tomorrow.io para aquisição de dados meteorológicos em tempo real, permitindo o processamento local de modelos analíticos destinados à estimativa da temperatura da célula fotovoltaica, perdas térmicas, perdas por sujidade, perdas por resistência nos cabos, potência gerada e economia financeira associada à geração de energia. A plataforma disponibilizou os resultados por meio de uma Interface Homem-Máquina composta por um dashboard web

responsivo e pela agente conversacional LAILA (*Language Assistant for Intelligent and Accessible Learning*), ampliando a acessibilidade e a interação dos usuários com os dados monitorados. A integração entre monitoramento em tempo real e a interface conversacional evidencia o potencial de utilização de recursos de Inteligência Artificial para facilitar a interpretação dos indicadores operacionais de sistemas fotovoltaicos.

A validação funcional foi realizada utilizando dados meteorológicos reais da cidade de Goiânia-GO. Para as condições observadas durante o teste, caracterizadas por temperatura ambiente de 27,8 °C, irradiância global horizontal de 700 W/m<sup>2</sup> e cobertura de nuvens de 40%, o sistema estimou uma potência fotovoltaica de 1.878 W para uma instalação de 3,2 kWp, além de perdas térmicas de 9,9%, perdas por sujidade de 7,0% e perdas por cabos de 2,5%. Os valores obtidos apresentaram comportamento coerente com os modelos adotados e com os fenômenos físicos descritos na literatura especializada.

A arquitetura baseada em *Edge Computing* mostrou-se adequada para o processamento local de informações meteorológicas em tempo real e para a geração de estimativas de desempenho energético sem transferência de dados para infraestrutura de nuvem própria. A abordagem possibilita a implementação de soluções de monitoramento de baixo custo para aplicações residenciais e de pequeno porte, com consumo de serviços web externos como única dependência de conectividade.

Como limitações do trabalho, destacam-se a utilização exclusiva de dados meteorológicos provenientes de API externa, a ausência de sensores físicos embarcados para validação experimental dos parâmetros elétricos e a adoção de modelos analíticos simplificados para estimativa do desempenho energético. Como trabalhos futuros, recomenda-se a integração de sensores de irradiância, temperatura e corrente elétrica para validação em campo, a identificação do efeito bidirecional da precipitação sobre a sujidade dos módulos, bem como a aplicação de técnicas de aprendizado de máquina para aprimoramento da precisão das estimativas e a expansão da plataforma para sistemas fotovoltaicos de maior porte.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas de Energia Elétrica**. Brasília, 2026.

BELOW, Ricardo Henrique. **Arquiteturas híbridas para análise energética distribuída em aplicações IoT**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2022.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2017.

DUNLOP, James P. **Photovoltaic Systems**. 3. ed. Orland Park, Illinois: American Technical Publishers, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

ESPRESSIF SYSTEMS. **ESP32 Series Datasheet**. Shanghai, 2025.

FAVERO, Lucas et al. Plataforma web embarcada para supervisão energética utilizando microcontroladores ESP32. **Revista Brasileira de Computação Aplicada**, v. 15, n. 2, p. 55–68, 2023.

FENZI, Francesco et al. Cloud-based monitoring architectures for photovoltaic systems: challenges and opportunities. **Renewable Energy**, v. 172, p. 1201–1215, 2021.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60904-3: Photovoltaic Devices – Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data**. Genebra, 2019.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61215: Terrestrial Photovoltaic Modules – Design Qualification and Type Approval**. Genebra, 2021.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61724-1: Photovoltaic system performance: Part 1: Monitoring**. Genebra, 2021.

KALOGIROU, Soteris A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. 3. ed. London: Academic Press, 2021.

LOPES, André; PEREIRA, Marcos. Arquiteturas embarcadas para automação industrial baseada em *Edge Computing*. **Revista Controle & Automação**, v. 31, n. 4, p. 210–222, 2020.

MA, Yun; ZHANG, Wei; WANG, Jian. Edge computing for industrial internet of things: architecture and applications. **IEEE Access**, v. 7, p. 154708–154720, 2019.

MAGHREBI, Mohammad et al. Experimental investigation of dust accumulation effects on photovoltaic module performance. **Solar Energy**, v. 191, p. 421–429, 2019.

MELL, Peter; GRANCE, Timothy. **The NIST Definition of Cloud Computing**. Gaithersburg: National Institute of Standards and Technology, 2011.

MOZILLA FOUNDATION. **Web Speech API**. Mozilla Developer Network (MDN), 2025. Disponível em: [Link aqui]. Acesso em: 3 jun. 2026.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance**. Golden, Colorado: NREL, 2020.

NUNES, Felipe Augusto. **Sistema supervisorio para monitoramento de geração fotovoltaica em tempo real**. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal Goiano, Goiânia, 2025.

OLIVEIRA, Rafael; MARIO, Carlos; PACHECO, Luiz Fernando. Expansão da geração distribuída fotovoltaica no Brasil e seus impactos energéticos. **Revista Brasileira de Energia Renovável**, v. 10, n. 1, p. 44–59, 2021.

SARVER, T.; AL-QARAGHOULI, A.; KAZMERSKI, L. L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 698–733, 2013.

SAYYAH, Antonia; HASAN, Hisham; ALI, Mohammad. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 107, p. 576–604, 2014.

SHI, Weisong et al. Edge Computing: Vision and Challenges. **IEEE Internet of Things Journal**, v. 3, n. 5, p. 637–646, 2016.

SILVA, João Pedro da. **Desenvolvimento de sistema IoT para monitoramento fotovoltaico utilizando ESP32**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2023.

SKOPLAKI, Eirini; PALYVOS, John A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.

TOMORROW.IO. **Climate Intelligence Platform Documentation**. 2026. Disponível em: <https://www.tomorrow.io/>. Acesso em: 3 jun. 2026.

## RESOLUÇÃO nº 038/2020 – CEPE

### ANEXO I

#### APÊNDICE ao TCC

#### Termo de autorização de publicação de produção acadêmica

O estudante Diogo Marciano Santos do Curso de Engenharia Mecatronica matrícula 20211011800370, telefone: (62)992150176 e-mail diogomarcianogyn@gmail.com, na qualidade de titular dos direitos autorais, em consonância com a Lei nº 9.610/98 (Lei dos Direitos do Autor), autoriza a Pontifícia Universidade Católica de Goiás (PUC Goiás) a disponibilizar o Trabalho de Conclusão de Curso intitulado Desenvolvimento de um sistema mecatronico inteligente para otimização de sistemas fotovoltaicos.

\_\_\_\_\_, gratuitamente, sem ressarcimento dos direitos autorais, por 5 (cinco) anos, conforme permissões do documento, em meio eletrônico, na rede mundial de computadores, no formato especificado (Texto(PDF); Imagem (GIF ou JPEG); Som (WAVE, MPEG, AIFF, SND); Vídeo (MPEG, MWV, AVI, QT); outros, específicos da área; para fins de leitura e/ou impressão pela internet, a título de divulgação da produção científica gerada nos cursos de graduação da PUC Goiás.

Goiânia, 23 de Março de 2026.

Assinatura do autor: Diogo Marciano Santos

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** DIOGO MARCIANO SANTOS  
Data: 23/03/2026 07:56:01-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Nome completo do autor: Diogo Marciano Santos

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** MARCILON FONSECA DE LIMA  
Data: 25/03/2026 16:44:53-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do professor-orientador: \_\_\_\_\_

Nome completo do professor-orientador: \_\_\_\_\_