

CONCEPÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS E TÉRMICAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Cezar M. Rodrigues; Emerson I. da Silva; Diogo Franchi; Maicon Miotto; Frank Gonzatti; Felix A. Farret

Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil
cezarmrodrigues@gmail.com; emerson.isaias@acad.ufsm.br; diogofranchi@gmail.com; miottomaicon@gmail.com;
frankgonzatti@gmail.com; fafarret@gmail.com

Abstract: In recent years, photovoltaic modules (PVs) have proved to be an alternative for the production of electrical energy with low environmental impact at the installation site. This type of plant can have its reliability and useful life increased through the individual control and monitoring of its electrical and thermal magnitudes. For the reading and transmission of these quantities, a system that allows sending a high density of data over long distances is necessary, due to the high number of modules and their spatial distribution. This article presents a modular alternative for the measurement of thermal and electrical quantities in individual PV modules based on integrated digital sensors. In laboratory tests, the system showed average measurement errors for voltage and current quantities of 0.19% and 0.06%, respectively. During its field operation, a high density of samples was observed throughout the day, with an average response time of 439 ms.

Resumo: Nos últimos anos, os módulos fotovoltaicos (PVs) mostraram ser uma alternativa para a produção de energia elétrica com baixo impacto ambiental no local de instalação. Este tipo de planta pode ter sua confiabilidade e vida útil aumentada através do controle e monitoramento individual de suas grandezas elétricas e térmica. Para a leitura e transmissão dessas grandezas é necessário um sistema que permita o envio de uma grande densidade de dados a longas distâncias, devido ao número elevado de módulos e sua distribuição espacial. Neste artigo apresenta-se uma alternativa modular para a medição das grandezas térmicas e elétricas em módulos PV individuais baseado em sensores digitais integrados. Em testes laboratoriais, o sistema apresentou erros médios de medição para as grandezas de tensão e corrente de 0,19% e 0,06%, respectivamente. Durante sua operação em campo constatou-se grande densidade de amostras ao longo do dia, com tempo médio de respostas de 439 ms.

Keywords: Sensor; Measurement; monitoring; Photovoltaic modules; Renewable energy.

Palavras-chaves: Sensor; Medição; Monitoramento; Módulos fotovoltaicos; Energia renovável.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos houve uma crescente expansão das plantas fotovoltaicas. Este crescimento deve-se principalmente ao alto custo da energia elétrica e a redução do preço dos módulos PVs, além dos incentivos regulatórios e o forte apelo às fontes renováveis. Mesmo as plantas PVs mais atuais, o nível de sensoriamento e automação ainda é baixo. O monitoramento das grandezas elétricas e térmica de cada módulo PV permite aumentar a sua confiabilidade e vida útil (Li et al., 2018). O histórico das grandezas elétricas e / ou dados instantâneos auxiliam na detecção de problemas nos módulos, falhas em conexões, presença de sombras ou sujidades depositadas em suas superfícies (Rahman et al., 2021). Como o potencial de geração de energia PV naturalmente reduz com o passar do tempo é possível estimar a degradação e o tempo de vida útil restante de cada módulo PV (Piotrowski e Farret, 2019). Desta forma, o monitoramento destas grandezas auxilia no

planejamento e execução das manutenções preventivas, preditivas e corretivas neste tipo de planta.

A temperatura de operação influencia diretamente no rendimento instantâneo e na vida útil de cada módulo PV (Farret, 2014). Além do monitoramento em tempo real, o histórico de temperatura em que cada módulo foi submetido pode auxiliar na estimativa de sua degradação térmica. Ao aplicar técnicas de arrefecimento aos módulos PVs é fundamental o monitoramento instantâneo da temperatura para otimizar alguma das variáveis de interesse, como energia térmica ou elétrica dos módulos PVs, energia consumida pela bomba de arrefecimento, temperatura da superfície do módulo PV, estratégias de controles de vazão e temperatura.

A leitura das grandezas elétricas nas plantas PVs convencionais são realizadas internamente aos conversores e disponibilizadas em soluções padronizadas e fechadas (Sunny, 2011; Costa e Campos, 2016). Entretanto, esses dados

coletados não são individuais a cada módulo PV e servem apenas para a supervisão geral da planta. Desta forma, sua contribuição para a manutenção, controle e estimativa de vida útil é pouco aplicável.

As soluções encontradas na literatura para o monitoramento individual de módulos PVs são destinados à ensaios e pesquisas, conforme a Tabela 1. Nestas aplicações, os sensores analógicos necessitam de um condicionador de sinal e circuito de calibração construídos com componentes discretos de maior susceptibilidade a erros inerentes à sua construção. Já os sensores integrados (elemento sensor + condicionador) possuem uma faixa de exatidão conhecida e garantida pelo fabricante.

Tabela 1. Sensoriamento usual em módulos PVs.

Variável	Sensor	Bibliografia
Corrente	Família LEM	Kabalci, Gorgun e Kabalci (2013); e Carvalho et al., (2016).
	Resistor Shunt	Mostafa e Khan (2009); e Dhole (2019).
	Efeito Hall	Patil, Vijayalashmi e Tapaskar, (2017); Dupont et al. (2016); Siqueira et al. (2016); Piombini, Melo e Campos (2018); e Belghith e Sbita (2014).
Tensão	Divisor resistivo	Dhole (2019); Patil, Vijayalashmi e Tapaskar (2017); Dupont et al. (2016); Piombini, Melo e Campos (2018); e Belghith e Sbita (2014).
	Família LEM	Carvalho et al. (2016).
Temperatura	LM35	Dhole (2019); Dupont et al. (2016); e Belghith e Sbita (2014).
	NTC	Piombini, Melo e Campos (2018).
	PT100	Junior, Blasques e Nascimento (2018).

Outro fator importante para os sistemas de monitoramento individual de módulos PVs é a distância considerável entre o ponto de coleta de dados e aquele de monitoramento. Para essa aplicação, o barramento digital de dados é o mais indicado pois garante menor susceptibilidade a ruídos eletromagnéticos, permite a transmissão de grande quantidade de variáveis e simplicidade na instalação.

Neste artigo, apresenta-se uma alternativa modular para a medição das grandezas térmicas e elétricas em módulos PV individuais baseado em sensores digitais integrados. A organização deste artigo inicia com uma contextualização e revisão da literatura em uma introdução, seguido da Sessão 2 onde são discutidas as características dos principais componentes eletrônicos utilizados, a comunicação entre eles e a concepção do *hardware*. Na sequência, apresentam-se as configurações e lógicas de operação atribuídas aos conjuntos de dispositivos, Sessão 3. Na Sessão 4, valida-se em laboratório o sistema proposto, bem como sua operação em campo aplicada em uma planta experimental PV com diferentes condições de operação. Por fim, apresentam-se as conclusões deste sistema de monitoramento.

2. CONCEPÇÃO DO HARDWARE

O circuito desenvolvido para a medição das grandezas elétricas foi baseado no sensor digital INA260 (Texas Instruments, 2016), o qual possui seus dados técnicos listados na Tabela 2. Este dispositivo realiza as leituras das grandezas e as armazena em seus registradores internos até a requisição destes dados pelos dispositivos externos. Para a segurança física da aplicação, o barramento de dados e da geração foram isolados galvanicamente utilizando os circuitos integrados (CIs) B0505s (MicroDC, 2018) e ISO1540 (Texas Instruments, 2017a), Fig. 1. Desta forma, a circulação de corrente e o ruído eletromagnético no barramento de dados são reduzidos.

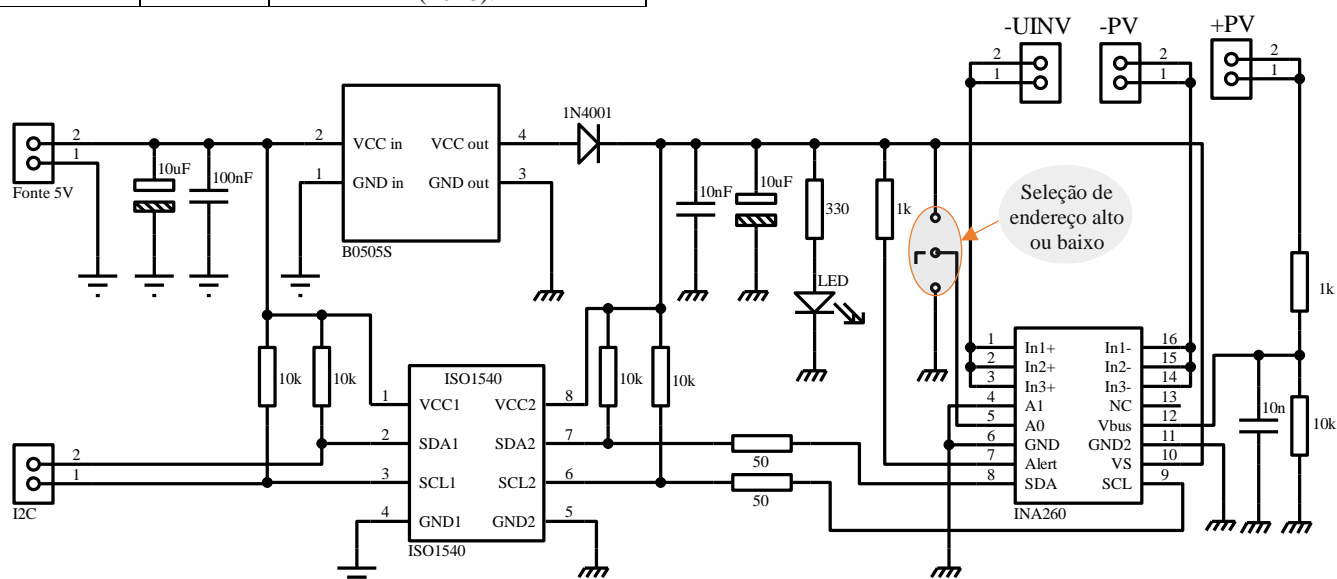


Fig. 1 Diagrama elétrico da placa para aquisição de grandezas elétricas.

Tabela 2. Dados técnicos do CI INA260 (Texas Instruments, 2016).

Descrição	Valor
Tensão de alimentação	2,7 V a 5,5 V
Leitura de corrente	-15 A a 15 A
Leitura de tensão	0 V a 36 V
Resistor <i>shunt</i> para medição de corrente	2 mΩ
Resistor <i>shunt</i> para medição de tensão	830 kΩ
Erro máximo	0,15%
Conversor analógico / digital (AD)	16 bits
Comunicação	I2C
Número máximo de nós	16

A leitura da tensão é realizada através de um divisor resistivo externo com resistores de alta precisão, gerando um fundo de escala de 39,6 V. Já, a corrente é medida através de um resistor paralelo (*shunt*), interno ao INA. Portanto, partindo do valor da conversão AD obtém-se os valores de tensão e corrente através de (1) e (2), respectivamente. As leituras de tensão e corrente são adquiridas por um microcontrolador local (ML), que as disponibiliza ao barramento de comunicação, Fig. 2.

$$V = AD \cdot \frac{R1 + R2}{R1} \cdot 1,25 \text{ (mV)} \quad (1)$$

$$I = AD \cdot 1,25 \text{ (mA)} \quad (2)$$

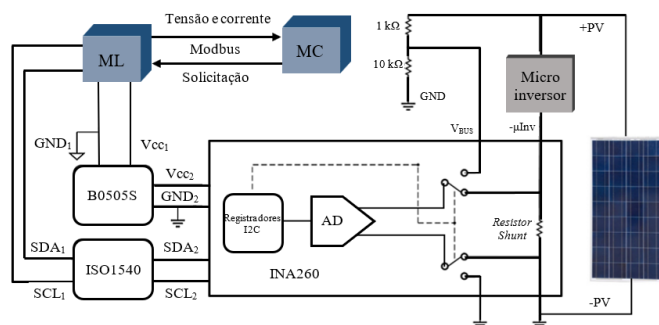


Fig. 2 Esquemático de interligação entre os CIs e os dispositivos externos.

Neste sistema de monitoramento proposto, cada ML conecta-se e acessa os dados de dois sensores de temperatura através de seus endereços individuais, e também a dois *hardwares* para medir as grandezas elétricas, Fig. 3. O monitoramento da temperatura de operação do módulo PV é realizado através do sensor encapsulado DS18B20 (Maxim, 2019), o qual possui uma faixa de atuação de -55 a 125°C. Este dispositivo se comunica diretamente com o ML através do barramento OneWire, Fig. 3. Este sensor de temperatura possui sua resolução configurável, conforme a Tabela 3. Para o sistema proposto, optou-se por uma resolução de 10 bits/0,25°C. Desta forma, obtém-se uma boa velocidade de conversão e resolução satisfatória para a aplicação fotovoltaica. No momento atual o custo dos componentes eletrônicos para a confecção de 1000 unidades fica em torno de R\$50,00 por placa.

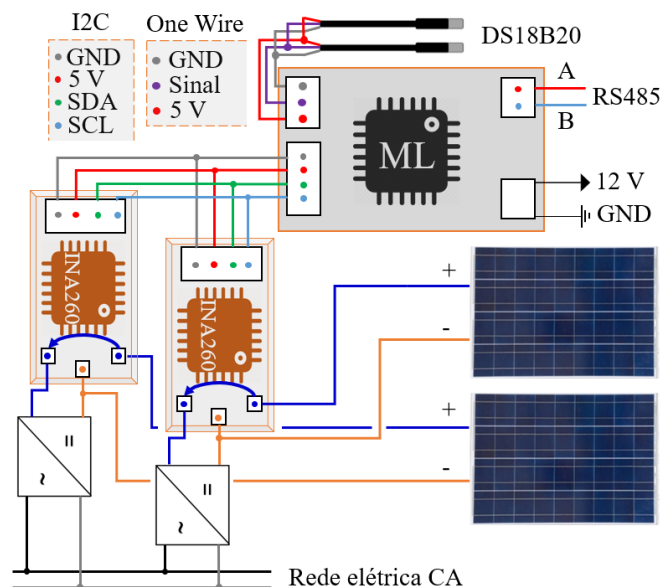


Fig. 3 Esquema das conexões entre os sensores e o ML.

Tabela 3. Resoluções do sensor DS18B20 (Maxim, 2019).

Resolução		Tempo de conversão
9 bits	0,5 °C	93,75 ms
10 bits	0,25 °C	187,5 ms
11 bits	0,125 °C	375 ms
12 bits	0,0625 °C	750 ms

O ML assume a função de *gateway* ao intermediar a leitura dos sensores de cada módulo PV e disponibilizá-los para o microcontrolador central (MC), que realiza as requisições e armazenamento dos dados, Fig. 2. A comunicação entre ML e MC utiliza uma topologia mestre e escravo, através de um barramento com protocolo Modbus/RTU e sobre o meio físico RS485. O ML foi conectado próximo ao módulo PV e aos sensores para garantir a leitura com baixos índices de ruídos.

Para adequar a comunicação TTL do ML com o barramento de comunicação RS485 empregou-se o CI SN65HVD3082EP (Texas Instruments, 2017b), conforme o diagrama elétrico da Fig. 4. Este conversor possui diversas funções e proteções elétricas que garantem maior confiabilidade ao barramento RS485. Além disso, apresenta baixa impedância e 1/8 de unidade de carga, possibilitando interligar até 64 dispositivos ao barramento RS485. A maior distância de transmissão identificada entre o ML e o MC para esta planta experimental foi em torno de 60 metros. Distâncias mais longas não foram testadas, mas de acordo com os dados do fabricante, podem atingir aproximadamente 2 km. Para a confecção de 1000 unidades desta placa o custo médio atual dos componentes eletrônicos é de R\$40,00 para cada unidade.

3. CONFIGURAÇÃO E OPERAÇÃO

Na transmissão de dados via Protocolo ModBus utiliza-se o registrador do tipo *Holding Register*, portanto todos os dados são convertidos em valores inteiros positivos de 16 bits. Na Tabela 4, lista-se o mapeamento dos registradores, suas

descrições e unidades de medida. Os registradores 1 e 2 foram implementados para alterar as configurações dos sensores digitais, tais como a resolução, modo de operação e o *reset* de comunicação. A sinalização de erros ou problemas de operação e comunicação com o MC é realizada pelo registrador 3, que auxilia nas detecções e manutenções de erros específicos, conforme a Tabela 5. Os quatro primeiros *bits* dos registradores de erros referem-se as solicitações do ML não atendidas pelos sensores. Já, os *bits* de 5 a 8 indicam problemas de conexões físicas na medição de tensão e corrente. O último *bit* indica a ausência de resposta do ML ao requerimento do MC.

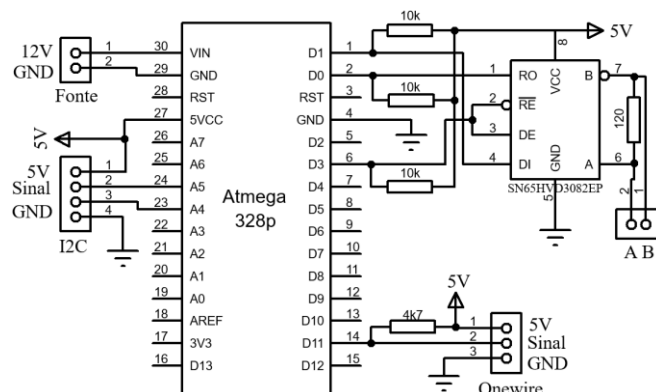


Fig. 4 Diagrama elétrico da placa do ML.

Tabela 4. Mapeamento dos registradores do ML.

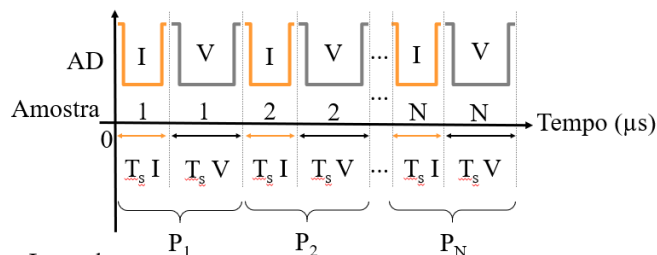
Descrição	Registrador	Multiplicador	Unidade
Função	1	-	-
Configuração	2	-	-
Erro	3	-	-
Corrente PV ₁	4	10 ⁻³	A
Tensão PV ₁	5	10 ⁻³	V
Temperatura PV ₁	6	10 ⁻²	°C
Corrente PV ₂	7	10 ⁻³	A
Tensão PV ₂	8	10 ⁻³	V
Temperatura PV ₂	9	10 ⁻²	°C

Tabela 5. Mapeamento dos registradores de erros.

Bit	Descrição do erro	Bit	Descrição do erro
1	INA260 PV ₁	6	Corrente PV ₂
2	INA260 PV ₂	7	Tensão PV ₁
3	DS18B20 PV ₁	8	Tensão PV ₁
4	DS18B20 PV ₂	16	Erro comunicação ML
5	Corrente PV ₁		

O CI INA260 possui três configurações principais ajustáveis: leitura instantânea ou média amostral, tempo de amostragem, e modo de operação. A média de amostras pode variar de 1 a 1024, com tempo entre as leituras de 140 μs até 8,244 ms, disponibilizando o resultado da última média amostral nos registradores. O modo de operação permite selecionar a

medição apenas de tensão, apenas de corrente, ou alternada entre tensão e corrente, conforme a Fig. 5. Além disso, deve-se optar entre o modo de operação contínuo ou por disparo.



Legenda:

- I – Corrente (A)
- V – Tensão (V)
- P – Potência (W)
- T_s – Tempo de amostragem (μs)

Fig. 5 Esquemático das leituras do INA260. Adaptado de (Texas Instruments, 2016).

Os ajustes de configuração do sensor e as leituras podem ser realizadas via comunicação I2C, sem interferir nos processos de leitura e conversão em andamento. Nesta aplicação, adotou-se o modo de operação contínuo com alternância entre uma leitura de corrente e uma leitura de tensão. Assim, a cada leitura de corrente e tensão obtém-se a potência instantânea produzida em cada módulo PV. Os valores das variáveis coletadas são armazenados em acumuladores até atingir o número de amostras pré-selecionadas. O erro máximo para as leituras de tensão e corrente são de 0,4% e 0,5%, respectivamente (Texas Instruments, 2016).

As leituras de tensão e corrente são requisitadas a todo instante pelo ML aos sensores, visando agilizar sua resposta ao MC. No momento em que o MC solicita os dados ao ML, as informações atualizadas e armazenadas nos registradores são prontamente enviadas, evitando atrasos na comunicação com os demais dispositivos. A mesma metodologia é aplicada aos sensores de temperatura, porém com uma menor periodicidade. A rotina de requisições de acesso às variáveis de interesse pelo ML está ilustrada no fluxograma da Fig. 6.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os esquemas elétricos apresentados na Fig. 1 e na Fig. 4 foram implementados em circuitos impressos, conforme a Fig. 7. Em (a), apresenta-se a placa de circuito impresso do ML e, em (b) e (c) as vistas inferior e superior da placa de medição das grandezas elétricas, respectivamente.

Com o propósito de validar o sistema de medição de tensão e corrente desenvolvido foi utilizado o multímetro Fluke 189 (Fluke, 2002), que possui erros máximos de 0,04% e 0,52% para os valores de tensão e corrente, respectivamente. O sensor de tensão e corrente foi configurado para realizar a média de 4 amostras com período de 8,244 ms. Para o experimento aplicou-se tensões entre 0 e 30 V e correntes entre 0 e 10 A. Observaram-se erros médios em módulo de 0,06% e 0,19% para as medições de corrente e de tensão, respectivamente. As distribuições dos erros estão ilustradas na Fig. 8 e na Fig. 9.

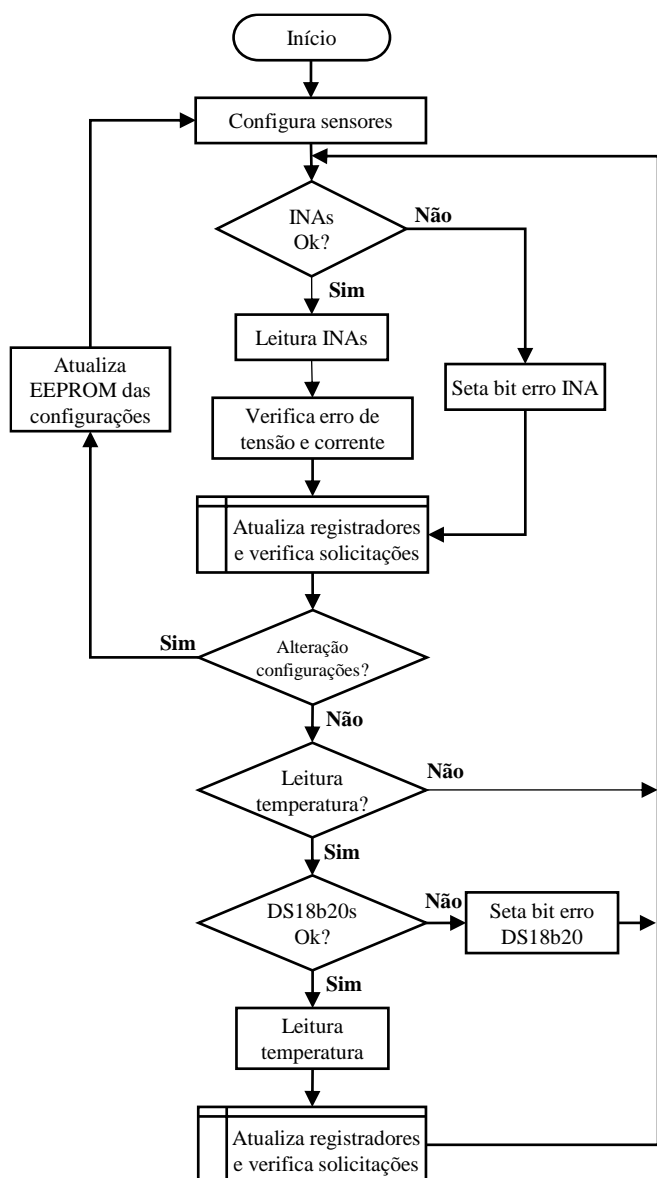


Fig. 6 Fluxograma da rotina no microcontrolador local.

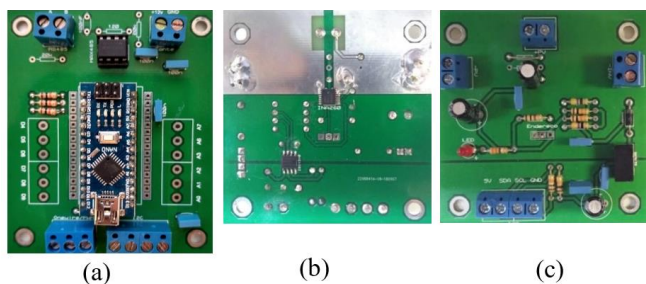


Fig. 7 Placas de circuito impresso do sistema de medição.

Durante as medições das grandezas elétricas em laboratório o tempo médio de resposta dos MLs foram de 316 ms. Quando aplicados à planta experimental fotovoltaica, com 34 MLs distribuídos igualmente ao longo de 300 metros, aproximadamente, o tempo médio de resposta dos MLs aumentaram para 439 ms. Em ambos os testes se considerou re-solicitações por *time out* de comunicação ou por outros problemas.

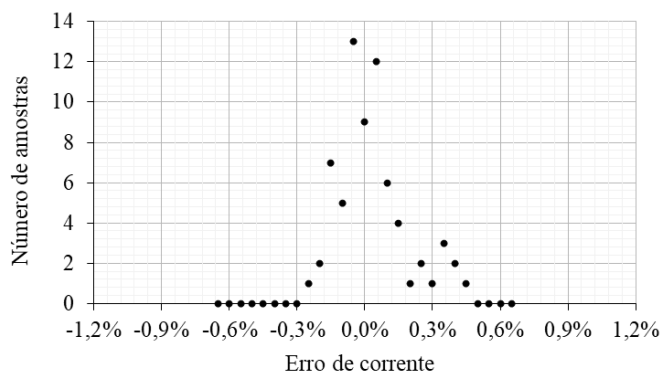


Fig. 8 Distribuição dos erros das medições de corrente.

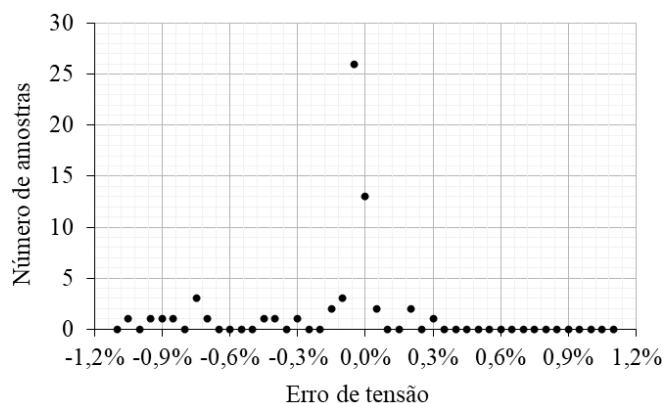


Fig. 9 Distribuição dos erros das medições de tensão.

O sistema de monitoramento foi aplicado em uma planta experimental fotovoltaica composta por 50 módulos. A finalidade desta planta é o levantamento e comparação do desempenho dos módulos PVs submetidos as diferentes condições de operação devido ao rastreamento solar em um e dois eixos, concentradores solar planos e arrefecimento. Um exemplo de dados coletados e monitorados ao longo de um dia são apresentados na Fig. 10 e Fig. 11. Estas curvas são resultantes de comparativos entre um módulo PV com rastreamento solar em dois eixos e outro com orientação fixa ao Norte com inclinação de 30° (latitude local).

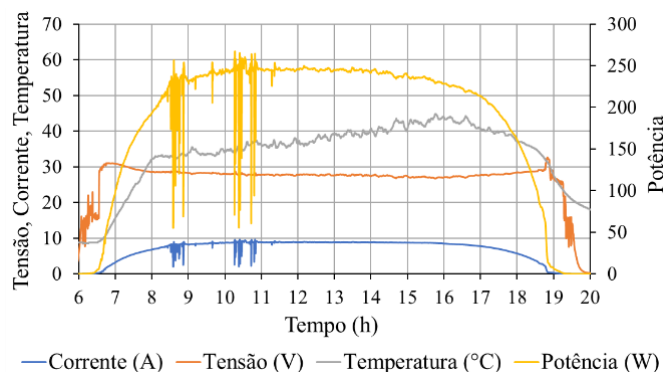


Fig. 10 Variáveis monitoradas de um módulo fotovoltaico com rastreamento solar em dois eixos.

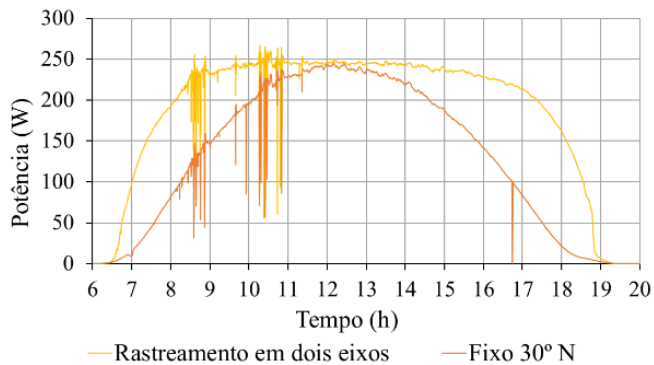


Fig. 11 Geração de energia elétrica dos módulos PV fixo e com rastreamento solar em dois eixos.

Nos dois gráficos há uma grande densidade de amostras ao longo do dia, perceptíveis através das variações sensíveis de irradiação. Além disso, notam-se que as variações abruptas na irradiação geram queda de potência nos mesmos instantes em diferentes topologias, indicando não haver atraso significativo entre eles. Este sistema está em operação há mais de dois anos na planta experimental sem apresentar problemas de funcionamento.

5. CONCLUSÃO

O projeto, desenvolvimento e operação de um sistema de monitoramento individual e modular de módulos PVs baseado em sensores digitais mostrou-se confiável e com boa exatidão. Além disso, possui baixa interferência eletromagnética, podendo operar em longas distâncias, ideais para aplicação no monitoramento de módulos PVs. Os erros médios de tensão e corrente em testes em laboratório apresentaram níveis muito satisfatórios. Na operação em campo, este sistema proporcionou a manipulação de um grande número de dados, gerando um histórico diário de cada módulo com excelente resolução. Além disso, a descrição detalhada do sistema possibilita que outros pesquisadores repliquem este sistema de monitoramento para suas aplicações específicas, principalmente envolvendo módulos PVs.

6. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Belghith, O. B. e Sbita, L. (2014). Remote GSM module monitoring and Photovoltaic system control. *First International Conference on Green Energy ICGE 2014*, pp. 188–192. doi: 10.1109/ICGE.2014.6835420.

Carvalho, F.; Neves, C.; Yoshino, F. e Barra, W. J. (2016). Bancada educacional de monitoramento e controle em ensaios de geração fotovoltaica. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, BR.

Coelho, F. J. S.; Rangel, M.; Neto, B.; Costa, R. M. e De Carvalho, J. A. (2016). Desenvolvimento de um sistema de monitoramento fotovoltaico baseado em *power line*

communication. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, BR.

Costa, F. M. e Campos, G. E. M. (2016). Aumentando o desempenho de usinas fotovoltaicas através de monitoramento e gestão integrada de ativos. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, BR.

Dhole, S. V.; Kumar, S.; Grover, A.; Kaduskar, V. P. e Kumar, J. (2019). Review of solar energy measurement system. *International Journal on Recent and Innovation Trends in Computing and Communication (IJRITCC)*, v. 5, n. 1, p. 272 – 275. ISSN 2321-8169.

Dupont, I. M.; Pereira, R. I. S.; Carvalho, P. C. M. e Jucá, S. C. S. (2016). Sistema embarcado linux aplicado ao monitoramento em nuvem de planta de microgeração fotovoltaica. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, BR.

Farret, F. A. Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica. 3ªed. – Santa Maria: Ed da UFSM, 2014.

Fluke. (2002). Manual de Introdução True RMS Multimeter Model 187 & 189. World Wide Web Internet And Web Information Systems. USA, pp. 1–32. Disponível em: <http://www.fluke.com>.

Hoymiles. (2018). Micro Inversor 500W MI-500. Disponível em: <http://www.hoymiles.com.br/500W-Solar-PV-Microinverter.php>.

Junior, L. R. T.; Blasques, L. e Nascimento, A. C. (2018). Desenvolvimento de um sistema de monitoração para análise comparativa de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede com diferentes configurações. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, BR.

Kabalci, E.; Gorgun, A. e Kabalci, Y. (2013). Design and implementation of a renewable energy monitoring system. *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives – IEEE*.

Li, Y.; Lin, P.; Zhou, H.; Chen, Z.; Wu, L.; Cheng, S. e Su, F. (2018). On-line Monitoring System Based on Open-Source Platform for Photovoltaic Array. *Energy Procedia*. Elsevier B.V., 145, pp. 427–433. doi: 10.1016/j.egypro.2018.04.070.

Maxim. (2019). Datasheet DS18B20. p. 20. Disponível em: <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/DS18B20.pdf>.

MicroDC. (2018). Solated unregulated dual output dc/dc converter. Disponível em: www.tycem.com.

Mostafa, G. e Khan, F. (2009). An efficient method of solar panel energy measurement system. *1st International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology*. ISSN 978-984-33-0616-6.

Patil, S.; Vijayalashmi, M. e Tapaskar, R. (2017). Solar energy monitoring system using IoT. *Indian journal of scientific research*, v. 15, n. 2, p. 149–155. ISSN 2250-0138.

Piombini, E. S.; Melo, W. W. M. e Campos, G. A. P. (2018). Aplicativo android para monitoramento remoto de módulos fotovoltaicos. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*, BR.

Piotrowski, L. and Farret, F. A. (2019). Performance and Durability Analysis of Photovoltaic Panels under Different Climatic Conditions. *2019 IEEE PES Innovative*

- Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, BR.
- Rahman, M. M.; Khan, I.; Alameh, K. (2021). Potential measurement techniques for photovoltaic module failure diagnosis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111532>.
- Sunny. (2011). WebBox with Bluetooth R Wireless Technology. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/11567/WEBBOXBT-DAU111912W.pdf>.
- Texas Instruments. (2016). INA260 precision digital current and power monitor with low-drift, precision integrated shunt. Dallas, texas, pp. 1–37.
- Texas Instruments. (2017a). ISO154x Low-Power Bidirectional I2C Isolators. Dallas, Texas, pp. 1–34.
- Texas Instruments. (2017b). SNx5HVD308xE Low-Power RS-485 Transceivers, Available in a Small MSOP-8 Package. Dallas, Texas, pp. 1–34.