

# AVALIAÇÃO OPERACIONAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO COM DOIS DIFERENTES CONTROLADORES DE CARGA

Lucas dos Santos Bulhosa – lucas.bulhosa1@gmail.com

Wilson Negrão Macêdo

Marcos André Barros Galhardo

Universidade Federal do Pará, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

**Resumo.** *Este trabalho avalia experimentalmente duas configurações de um sistema fotovoltaico isolado com disponibilidade energética mínima mensal de 45 kWh no lado de corrente alternada, suprindo cargas tipicamente residenciais. O sistema considerado enquadra-se em uma das categorias de sistemas isolados individuais, utilizados por concessionária de energia no Brasil, para suprir consumidores afastados das redes de distribuição convencional, e demonstra de forma operacional o funcionamento de configurações possíveis de serem adotadas na execução de sistemas similares. Nos ensaios realizados empregam-se dois modelos de controladores de carga associados a um gerador com 6 módulos de 36 células, com cada configuração monitorada por três dias, ocasionalmente não consecutivos, mas com horas de sol pleno próximas. Considerou-se para cada configuração o suprimento de uma mesma curva de carga, simulando-se um perfil de demanda correspondente a consumidores ribeirinhos na região amazônica. Para ensaios das diferentes configurações propostas, desenvolveu-se também uma infraestrutura para facilitar a comutação entre as configurações e implantou-se um sistema de aquisição de dados para monitoração de parâmetros elétricos (c.c. e c.a.), bem como de parâmetros ambientais (temperatura e irradiância). Os ensaios foram realizados na área externa de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará, localizado na cidade de Belém-Pará-Brasil. A partir das medições, realizou-se a avaliação de desempenho operacional das configurações, computando-se os dados de energia consumida e produzida e a verificação da eficiência no seguimento do ponto de máxima potência. A configuração que empregou controlador de carga com tecnologia de segmento do ponto de máxima potência registrou um melhor desempenho na produção de energia e a administração do fluxo de carga. Além de apresentar, nos testes feitos, uma eficiência no seguimento de máxima potência aproximadamente 7% maior que outro controlador de carga sem esta tecnologia.*

**Palavras-chave:** *Sistema fotovoltaico isolado, monitoração, avaliação operacional.*

## 1. INTRODUÇÃO

A problemática do fornecimento de energia elétrica em regiões isoladas dos grandes centros populacionais é um grande desafio, pois envolve aspectos financeiros, logísticos, ambientais e sociais. Para contornar tais problemas, o fornecimento de energia pode ser realizado por meio de alternativas que sejam viáveis, livres da utilização de combustíveis fósseis e com menor impacto ao meio ambiente, podendo ser citadas fontes renováveis de energia, como a solar fotovoltaica.

A utilização de sistemas fotovoltaicos isolados, para suprir tais consumidores torna-se uma alternativa válida devido ao custo de instalação (quando comparado à possibilidade de extensão da rede convencional em determinadas situações), à proximidade entre geração e consumidor e sua modularidade, sendo também uma alternativa para futuras expansões quando necessárias ou previstas.

Estimasse que cerca de 770 milhões de pessoas da população mundial não tem acesso à energia elétrica (IEA, 2021), como forma de diminuir esse número, sistemas isolados fotovoltaicos e híbridos são ferramentas já utilizadas em países dos continentes da África Subsaariana, Ásia e América Latina, que concentram a maior parte dessa população (IEA, 2021), com projetos governamentais e público-privados que veem em sistemas individuais ou minirredes uma alternativa para o fornecimento a consumidores com pequenas demandas em regiões de difícil acesso e baixa densidade demográfica, que precisam ser atendidos (Almeshqab e Ustun, 2019; Peters, Sievert e Toman, 2019), tornando-os até financeiramente mais atrativos em situações onde o custo com a compra e transporte de combustível para geradores convencionais é mais oneroso a médio e longo prazo (Almeshqab e Ustun, 2019; Peters, Sievert e Toman, 2019).

No Brasil, no âmbito de sistemas isolados e com fornecimento de eletricidade por meio de concessionárias de energia empregando Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI), os sistemas utilizados para realizar esse fornecimento são classificados a partir da disponibilidade energética mensal mínima no lado c.a., com classe de atendimento de 13, 20, 30, 45, 60 ou 80 kWh/mês (ANEEL, 2012). Estes sistemas são projetados para operar com autonomia mínima de 48 h do sistema de armazenamento e fornecimento de tensão senoidal na saída de um inversor, com níveis de tensão no lado c.c., geralmente, de 12, 24 ou 48 V.

Os SIGFI empregando sistemas fotovoltaicos são utilizados pelas concessionárias de energia elétrica como forma de abastecer parte dos consumidores isolados (Pinho e Galdino, 2014), podendo ser citados exemplos de sistemas

empregados na região amazônica (Pereira *et al.*, 2014; Valer *et al.*, 2017) como por exemplo, no estado do Pará, onde a concessionária local usa sistemas para atender consumidores em regiões ribeirinhas e reservas extrativistas que não dispõem de suprimento pela rede convencional (Equatorial Energia, 2019). Pode-se citar também instalações no sertão brasileiro, região sudeste e pantanal na utilização desses sistemas para fornecer energia a consumidores isolados (Valer *et al.*, 2017; Bulhosa, 2019; Retorta *et al.*, 2017), e mais recentemente é um dos sistemas considerados para suprir populações isoladas por meio do programa nacional “Mais luz para a Amazônia” (MME, 2020). Em geral, as cargas atendidas por esses sistemas são tipicamente cargas residenciais ou alguns prédios públicos com baixo consumo, como postos de saúde ou escolas em localidades isoladas.

Vale ressaltar que devido à extensa área territorial brasileira, há uma grande variedade de condições climáticas e operacionais onde esses sistemas trabalham. Logo, apesar da diversidade de locais nos quais são instalados, tais sistemas tem como característica comum estar inseridos em localidades de difícil acesso, o que exige naturalmente uma robustez de sua operação, visto que muitas vezes não recebem periodicamente manutenção ou vistorias, a falta de mão de obra qualificada disponível para operá-lo, a má qualidade ou incompatibilidade para condições climáticas de alguns equipamentos usados nos sistemas, e por vezes problemas e inadequações nas instalações elétricas dos locais que os recebem (Valer *et al.*, 2017; Retorta *et al.*, 2017).

Além das condições citadas pode-se adicionar a falta de estudos operacionais e de casos reais de sistemas dessa categoria, ausência da monitoração e de dados que mostrem a performance para esses sistemas (Pereira *et al.*, 2014), pois não são obrigatórios, segundo a norma vigente, sendo apenas monitorado o seu tempo de indisponibilidade durante o ano por meio do DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) (ANEEL, 2012), pelas concessionárias, tornando assim difícil saber o quanto efetivamente esse sistema está sendo eficiente para as condições submetidas, além de como melhorar seu desempenho e propor modificações que ajudem a aumentar a robustez para suprir os seus consumidores e assim desenvolver um projeto que mais se adeque à realidade em campo.

Dado o exposto, estudos baseados em dados experimentais e ensaios em condições reais são importantes para o fornecimento de diretrizes para projeto, estratégias de operação e manutenção de sistemas do tipo SIGFI utilizando a fonte solar fotovoltaica. Neste sentido, o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA) dispõe de uma ampla área de testes em sua edificação, localizada na cidade de Belém-Pará-Brasil, onde desenvolve estudos e experimentos em sistemas fotovoltaicos *on-grid*, *off-grid* e híbridos. O grupo tem atuado na disseminação de utilização de fontes renováveis para a produção de energia elétrica, em especial para atendimento de pequenas demandas (Pinho *et al.*, 2008), como por exemplo, junto a comunidades ribeirinhas e isoladas na Amazônia, promovendo também a capacitação de mão de obra qualificada e produção científica neste escopo (Fonseca *et al.*, 2020; Albuquerque *et al.*, 2020; Silva *et al.*, 2020).

Desta forma, no presente trabalho toma-se como estudo de caso um sistema SIGFI instalado na área de testes do GEDAE/UFPA, onde realizou-se a adaptação na infraestrutura existente para a possibilidade de realização de ensaios com diferentes configurações de gerador fotovoltaico e controle de carga e descarga do banco de baterias do sistema, com o objetivo de simular o funcionamento de um sistema isolado, monitorar e avaliar o desempenho operacional de cada configuração, entre as possibilidades de equipamentos disponíveis, considerando o atendimento de um perfil de demanda caracterizada por cargas residenciais de uso típico em regiões isoladas. Em relação aos ensaios realizados, enfoca-se no presente artigo os resultados obtidos a partir do sistema de aquisição de dados implantado para monitoração de parâmetros elétricos e ambientais, empregando-se nos testes dois tipos de controladores de carga.

## 2. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS E MÉTODOS DE MEDIÇÃO

O sistema em estudo é caracterizado por ter uma disponibilidade mínima de 1500 Wh/dia (45 kWh/ mês), denominado SIGFI 45, conforme Resolução Normativa No. 493/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012), sendo formado por um banco de baterias de 24 V, com 12 baterias de 2 V, do tipo OPzS (*Ortsfeste Panzerplatte Spezial*), conectadas em série, com capacidade de 300 Ah cada, um inversor com potência nominal de 1000 W e saída senoidal de 122 V rms e 60 Hz. Na Fig. 1 tem-se uma fotografia do sistema em estudo instalado na área de testes do GEDAE/UFPA.



Figura 1 - Configuração do sistema SIGFI 45, gerador com seis módulos de 85 Wp.

O experimento apresentado no presente trabalho consistiu na realização de ensaios em duas diferentes configurações (Tab. 1) para o SIGFI, alterando o controlador de carga que compõe o sistema, a fim de avaliar o desempenho operacional considerando dias de disponibilidade do recurso solar similares.

Tabela 1 - Configurações usadas nos testes.

CONFIGURAÇÃO	GERADOR FOTOVOLTAICO	CONTROLADOR DE CARGA
1	510 W <sub>p</sub> = 6 x 85 W <sub>p</sub> (36 células)	PWM
2	510 W <sub>p</sub> = 6 x 85 W <sub>p</sub> (36 células)	MPPT

Para isso, os materiais disponíveis foram um gerador fotovoltaico composto por 6 módulos de 36 células em série cada, e dois controladores de carga, ambos utilizando tecnologia PWM (*Pulse Width Modulation*), sendo um controlador com mecanismo de MPPT (*Maximum Power Point Tracker*).

Para que a comutação entre as configurações e medições fosse implementada de forma mais rápida nos ensaios, desenvolveu-se quadros de comutação e auxiliares. O quadro de comutação é composto por disjuntores, que tem o objetivo de seccionar o gerador para eventuais manutenções; e duas chaves rotativas de 3 posições (0, 1, 2), uma que dá a possibilidade de escolher entre os 2 controladores, ou desativar ambos (posição 0), e a outra chave rotativa que tem a função de selecionar o gerador fotovoltaico, caso haja mais de um disponível para testes, possibilitando adicionar um outro gerador, ou desativar ambos (posição 0). Os quadros auxiliares foram usados para fazer conexões do sistema onde mais de um condutor fosse necessário, usando barramentos de cobre que possibilitaram a conexão de mais de um condutor em determinados pontos de forma mais organizada. Na Fig. 2 mostram-se, de maneira simplificada, as conexões e alguns dos equipamentos utilizados.

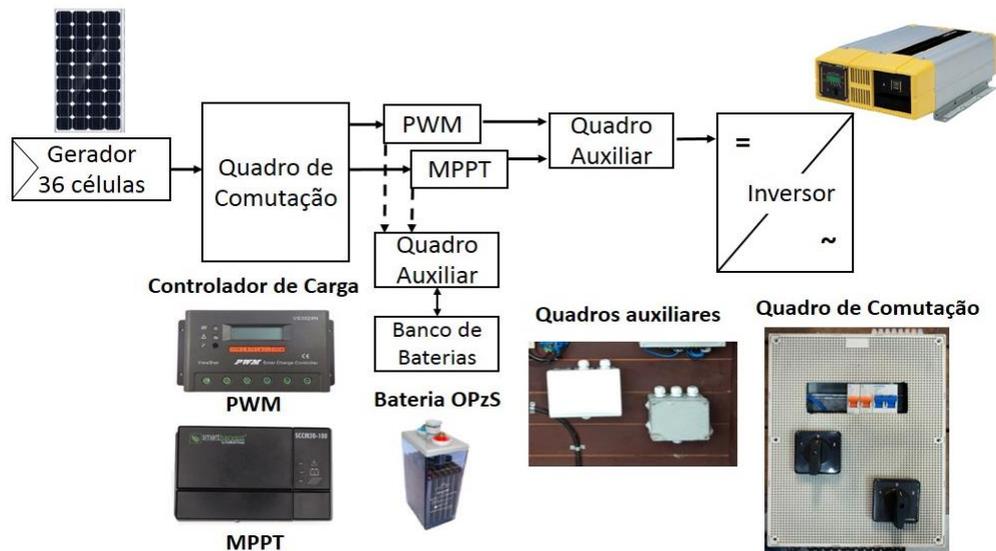


Figura 2 - Equipamentos utilizados e conexões.

Os testes consistiram na monitoração por 72 horas cada uma das configurações, onde foi também implantado um sistema de aquisição de dados, empregando-se um *datalogger* com período de amostragem de um segundo e integralização a cada cinco minutos dos seguintes parâmetros: corrente e tensão do gerador fotovoltaico, banco de baterias, entrada (c.c.) e saída (c.a.) do inversor utilizado, irradiância global no plano do gerador e temperatura no armário do banco de baterias e da parte posterior do módulo fotovoltaico.

Os pontos de medição são indicados na Fig. 3. Para tal foram usados transdutores de tensão e corrente no lado c.c. e c.a. do SIGFI; termoresistência de platina com circuito eletrônico de condicionamento de sinais para medir as temperaturas; e uma célula de referência de silício monocristalino para medição de irradiância global. A programação do *datalogger* empregado foi feita em *software* próprio do fabricante e é descrita com mais detalhes em Bulhosa (2019).

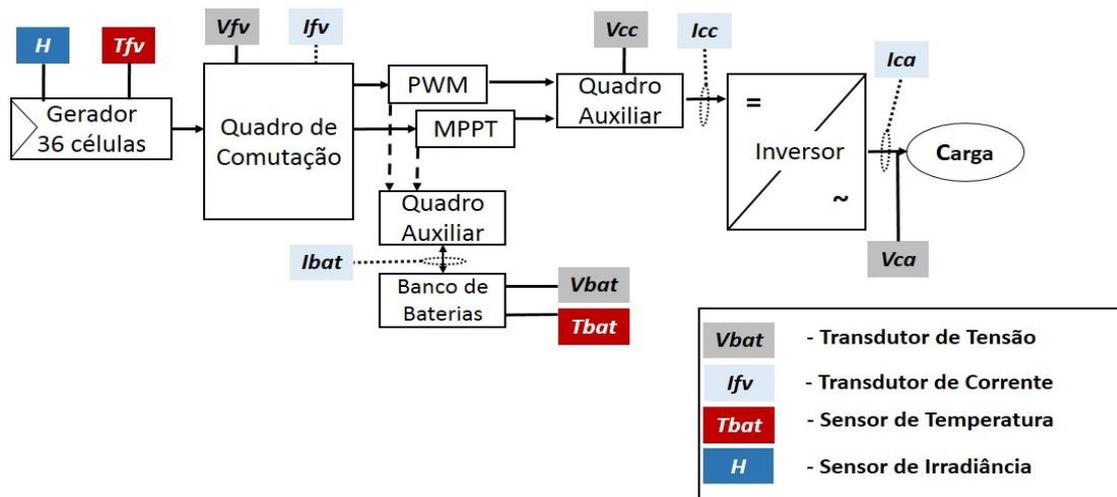


Figura 3 - Posicionamento dos transdutores e sensores.

Durante os ensaios foram utilizadas cargas tipicamente residenciais simulando uma curva de demanda padronizada a todos os experimentos, totalizando um consumo teórico de, aproximadamente, 1500 Wh/dia (Fig. 4). A curva tem por objetivo simular um consumo tipicamente em uma edificação ribeirinha, sendo considerados 4 lâmpadas de LED para iluminação e o uso de aparelhos domésticos como TV, rádio e ventilador de baixa potência, como também para o carregamento de aparelho celular. Para automatização da ativação e desativação das cargas ao longo de um dia de ensaio, empregou-se também um microcontrolador na plataforma Arduino e módulos com relé.

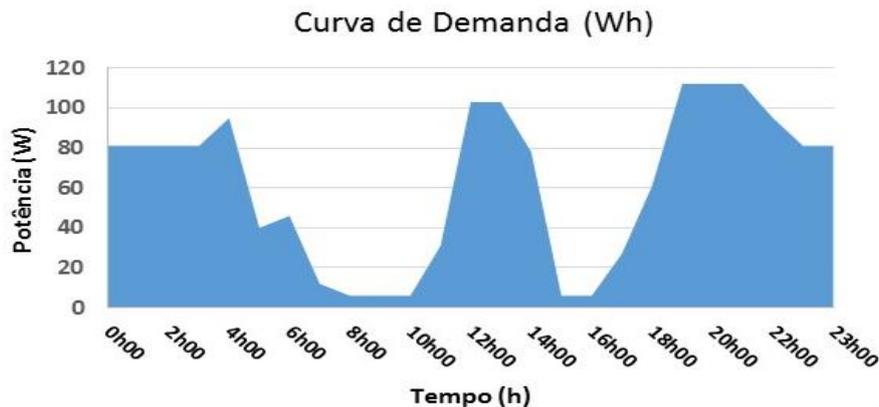


Figura 4 - Curva de demanda utilizada nos testes.

Cabe ainda mencionar que antes dos módulos fotovoltaicos serem utilizados nos testes em campo, extraiu-se a curva I-V dos módulos em um simulador solar classe A+A+A+, PASAN modelo HL3VMLT, presente no GEDAE/UFPA, com valores medidos nas STC (*Standard Test Conditions*), com o objetivo de verificar possíveis degradação dos módulos que estavam sendo usados, visto que estes já estão instalados há pelo menos 7 anos (Pontes, 2013). Foram usados três módulos de amostra do gerador, os quais apresentaram uma eficiência aproximada de 14% e havendo uma diminuição de pouco mais de 10 W em relação à potência nominal nas STC (Tab. 2).

Tabela 2 - Resultado dos ensaios no simulador solar classe A+A+A+, PASAN modelo HL3VMLT.

MÓDULO	ATERSA M071122935	ATERSA M071123092	ATERSA N071122920
Voc (V)	21,5	21,52	21,49
Vmp (V)	17,24	17,92	16,92
Isc (A)	4,7	4,707	4,716
Imp (A)	4,32	4,33	4,39
Coef. Temp. Voc (%/°C)	-0,7632	-0,7632	-0,7632
Coef. Temp. Isc (%/°C)	0,0115	0,0115	0,0115
Nº de células	36	36	36
Potência nominal (W)	74,46	74,88	74,39
Eficiência	14,07%	14,15%	14,05%

### 3. RESULTADOS

Após os ensaios realizou-se o tratamento de dados para análise de desempenho das configurações adotadas, avaliando a produção fotovoltaica, o seguimento do ponto de máxima potência teórico e a energia acumulada e fornecida pelo banco de baterias durante os experimentos. Todas as configurações adotadas nos ensaios foram capazes de suprir a demanda e consumo diário estabelecido na curva de carga. Avaliando-se as configurações utilizadas, tem-se que a configuração 2 (com controlador MPPT) apresentou o melhor desempenho.

No gráfico da Fig. 5 indica-se a energia elétrica entregue pelo gerador fotovoltaico para duas condições similares de irradiação recebida no plano do gerador. A configuração 2 apresenta produção cerca de 5 % a mais na condição de irradiação de 5,8 kWh/m<sup>2</sup> e 7% na condição de 6 kWh/m<sup>2</sup>.

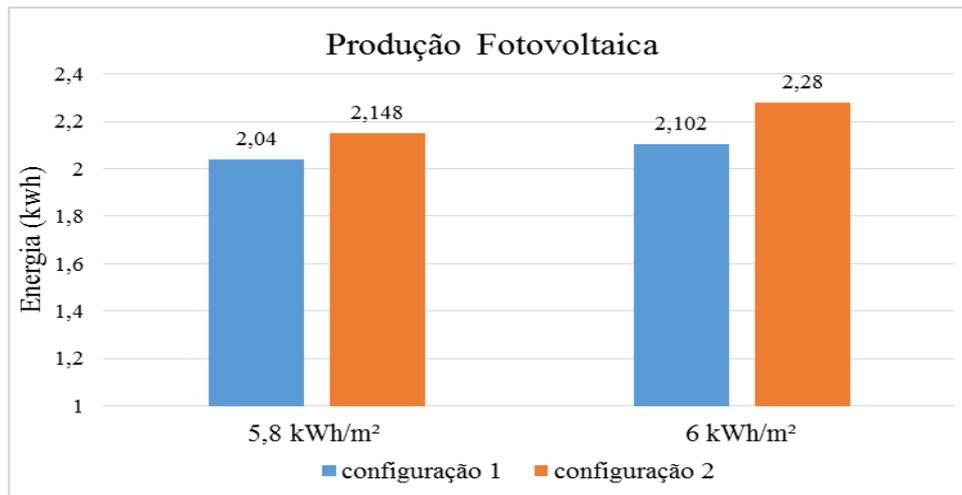


Figura 5 - Produção fotovoltaica diária para condições similares de irradiação para as 2 configurações.

Em relação à eficiência média diária para o seguimento do ponto teórico de máxima potência para os três dias analisados, a configuração que utilizou o controlador MPPT computou cerca de 5% a mais no valor de eficiência média diária, havendo uma melhor aproximação do ponto de máxima potência teórico em condições de baixa irradiação, quando comparado ao uso do controlador PWM, conforme ilustrado nas Fig. 6 e 7.

Para o cálculo de ponto de máxima potência teórico foi utilizada a seguinte equação:

$$P_{mp} = P_{FV} \cdot \frac{G_i}{G_{i\ ref}} [1 + \gamma \cdot (T_{cel} - T_{ref})] \quad (1)$$

Sendo as seguintes grandezas:

- $P_{mp}$ : Ponto de máxima potência (W);
- $P_{FV}$ : Potência nominal do gerador (Wp);
- $G_i$ : Irradiância no plano do gerador (W/m<sup>2</sup>);
- $G_{i\ ref}$ : Irradiância nas condições de referência (1000 W/m<sup>2</sup>);
- $\gamma$ : Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (W/ °C);
- $T_{cel}$ : Temperatura de operação das células (°C);
- $T_{ref}$ : Temperatura nas condições de referência (25 °C).

Onde,  $T_{cel}$  é obtido por:

$$T_{cel} = T_a + G_i \cdot \left[ \frac{T_{NOC} - 20}{800} \right] \cdot 0,9 \quad (2)$$

- $T_{cel}$ : Temperatura de operação das células (°C);
- $T_a$ : Temperatura ambiente (°C);
- $G_i$ : Irradiância no plano do gerador (W/m<sup>2</sup>);
- $T_{NOC}$ : temperatura nominal de operação da célula, fornecida pelo fabricante do módulo (°C).

Na Fig. 6 e na Fig. 7 apresenta-se a diferença entre a potência teórica e a medida, para a configuração 1 e configuração 2, respectivamente. Para a configuração 2 (Fig. 7), esta diferença deve-se também à associação entre módulos empregada para o gerador, sendo a mesma nas duas configurações, o que limitou a potência fornecida ao sistema na configuração 2. Esse resultado de eficiência poderia ter sido maior se a forma de conexão do gerador fosse mudada de 3 *strings* com 2 módulos, para 2 *strings* de 3 módulos, o que daria uma maior faixa de operação para a tensão de máxima potência do controlador, essa mudança seria possível visto que o controlador com MPPT tem uma maior faixa de tensão para operação quando comparado ao controlador sem a tecnologia.

Mesmo sem realizar a alteração no gerador, mas com a troca do controlador houve uma melhora de cerca de 5% na eficiência média diária (Fig.7).

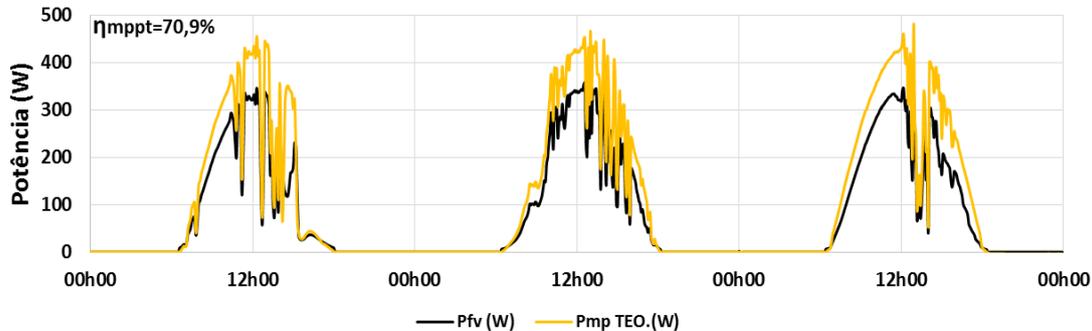


Figura 6 - Eficiência no seguimento da máxima potência com a configuração 1 (PWM e módulo com 36 células).

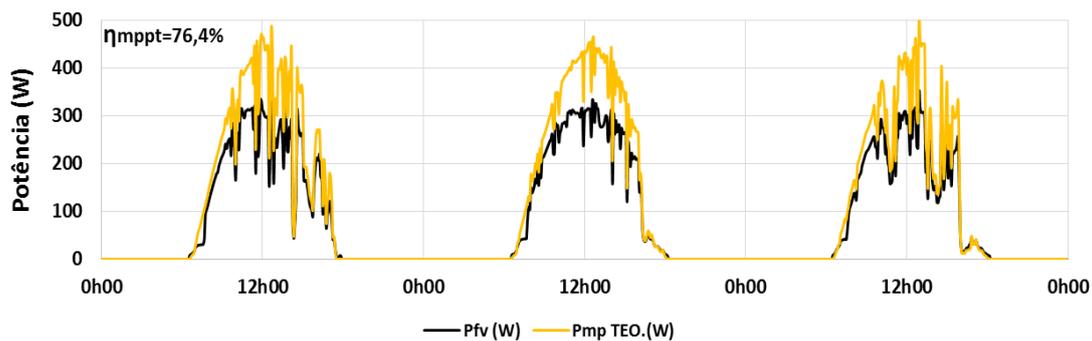


Figura 7 - Eficiência no seguimento da máxima potência com a configuração 2 (MPPT e módulo com 36 células).

Ao visualizar os dados obtidos para os três dias considerados em cada configuração (Fig. 8 e 9) e compará-los com os valores teóricos baseados nas equações citadas anteriormente, identifica-se que a diferença entre os valores de tensão medida e a tensão teórica de máxima potência são menores no controlador com MPPT, mostrando um perfil de curvas mais aproximado do teórico em momentos de baixa irradiância (início da manhã e fim da tarde), momentos esses onde o controlador com PWM difere e muito do valor teórico.

Essa diferença deve ser levada em consideração no projeto do sistema fotovoltaico, visto que maximizar a produção em situações de baixas irradiância é de grande interesse para sistemas isolados, fazendo com que o sistema possa ter uma melhor autonomia mesmo em situações adversas.

Os níveis de tensão do banco de bateria para ambas as configurações ficaram dentro dos limites recomendados pelo fabricante, sendo 22 V para tensão mínima e 28,2 V para tensão máxima em estado de equalização, conforme indicado na Fig.10. Destaca-se que o controlador com MPPT atinge menores valores de pico na tensão e há a operação com menores valores de tensão durante a descarga do banco, comparando-se com o controlador PWM empregado.

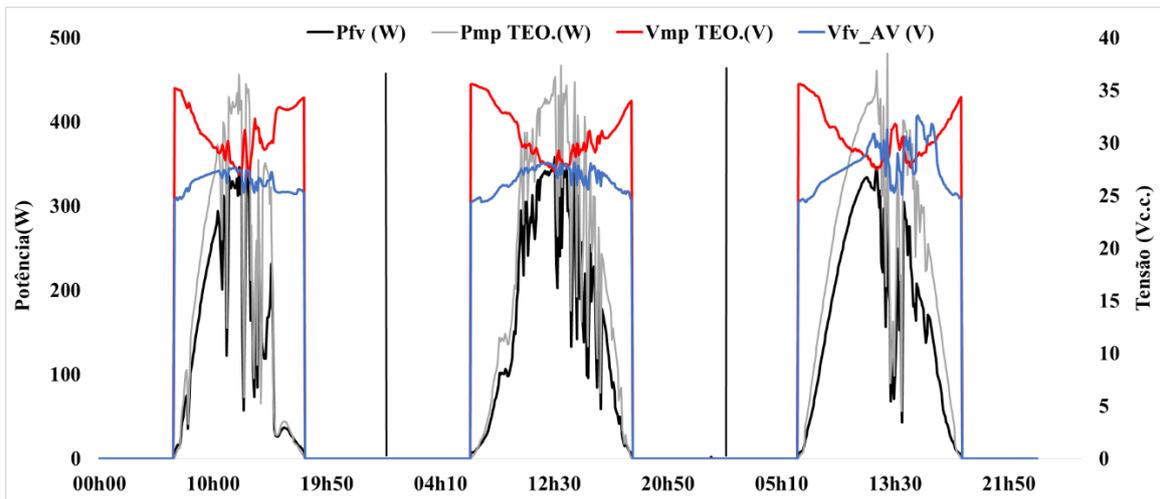


Figura 8 – Controlador somente com PWM.

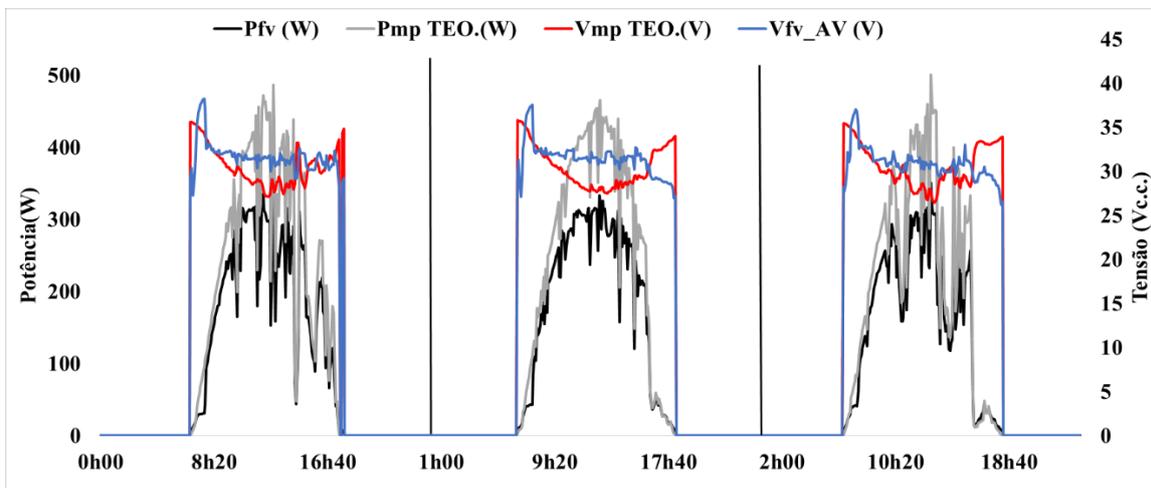


Figura 9 – Controlador com MPPT.

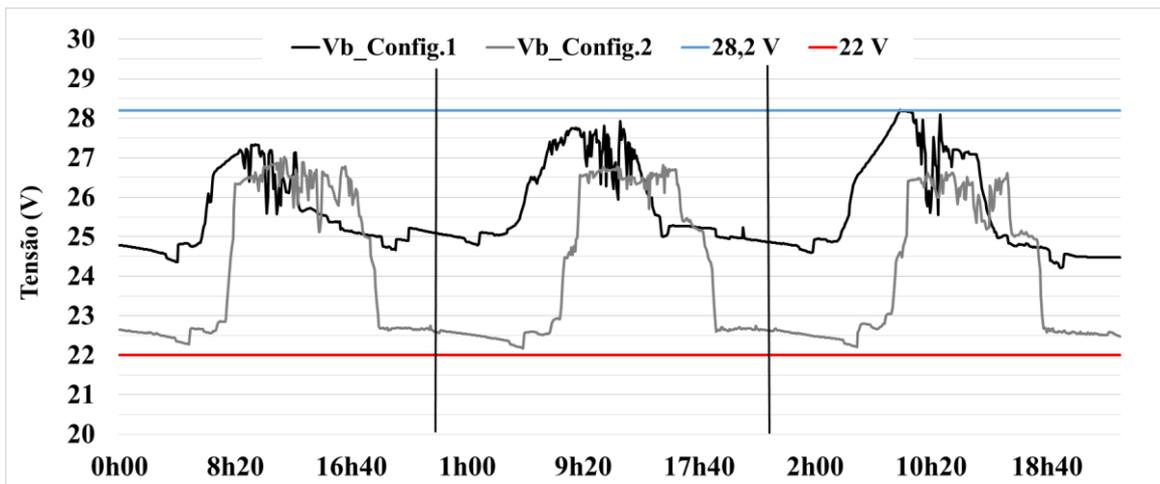


Figura 10 – Níveis de tensão do banco de baterias.

Ademais, a fim de avaliar o desempenho do sistema considerando o fornecimento de energia elétrica no lado c.a., realizou-se a integração da produção e consumo de energia ativa e a obtenção da eficiência média diária do inversor. Na Fig. 11 apresenta-se, como exemplo para a configuração 2, a potência ativa demandada no lado c.c. e a potência ativa demandada no lado c.a em cada um dos três dias de monitoração, onde o gráfico com linha contínua cinza e linha pontilhada preta representa a potência demandada nos lados c.c. e c.a., respectivamente.

O valor de consumo diário ficou abaixo dos 1500 Wh, devido à demanda de potência ativa pelas cargas ser menor que o valor nominal declarado pelos fabricantes, isto também em razão da tensão de saída do inversor se manter próximo de 122 Vrms para diferentes demandas ao longo do dia.

Contudo, analisando os três dias de medição para cada uma das configurações, a energia produzida é superior a consumida em quase todos os dias, mostrando que o sistema é capaz de suprir a demanda na maior parte do tempo, conforme apresentado na Tab. 3 e na Tab. 4.

Tabela 3 - Balanço energético configuração 1.

CONFIGURAÇÃO 1	DIA 1	DIA 2	DIA 3
Energia fotovoltaica produzida (kWh)	1,73	2	2,07
Energia c.c. / c.a. consumida (kWh)	1,91 / 1,2	1,81 / 1,23	1,92 / 1,2
Energia armazenada no banco de baterias (kWh)	-0,180	0,19	0,15

Tabela 4 - Balanço energético configuração 2.

CONFIGURAÇÃO 2	DIA 1	DIA 2	DIA 3
Energia fotovoltaica produzida (kWh)	2,1	2,2	1,95
Energia c.c. / c.a. consumida (kWh)	1,94 / 1,2	1,93 / 1,24	1,94 / 1,25
Energia armazenada no banco de baterias (kWh)	0,16	0,27	0,01

A eficiência média diária do inversor possui valores próximos para os três dias de monitoração. Entretanto, se pode observar que o valor de eficiência média diária do inversor é inferior a 70%, isso ocorre devido à operação com baixo carregamento (demanda abaixo da potência nominal do inversor). Conforme descrito por Maia (2015), este é um fato relevante também para a estimativa adequada da produção de energia elétrica, pois valores altos adotados de eficiência do inversor ou mesmo de eficiência global do sistema na etapa de projeto de sistemas fotovoltaicos isolados podem subestimar as perdas de energia elétrica.

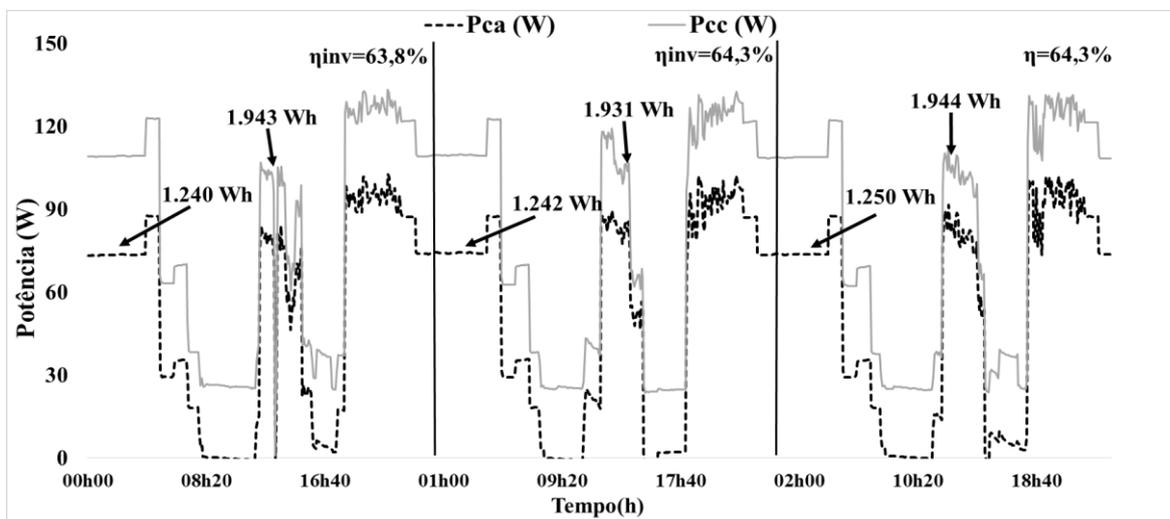


Figura 11 - Consumo c.c. e c.a. para os dias monitorados da configuração 2.

#### 4. CONCLUSÃO

A infraestrutura desenvolvida oferece facilidades para a realização de ensaios com diferentes equipamentos, podendo-se realizar a comutação entre as configurações testadas, tendo-se ainda a aquisição de dados para monitoração de parâmetros ambientais e elétricos por meio de sensores e transdutores em diferentes pontos do sistema. Os ensaios realizados com dois diferentes controladores de carga no sistema isolado do tipo SIGFI 45 mostraram-se como possíveis configurações práticas para o propósito de fornecimento de energia elétrica para consumidores isolados, sendo capaz de

suprir a demanda da carga estabelecida de forma satisfatória, desde que feito o correto dimensionamento do sistema e correta utilização e manutenção de seus componentes.

Entre as configurações testadas, a configuração 2 apresentou melhor desempenho em comparação à outra, devido ao emprego do seguidor do ponto de máxima potência associado ao controlador, onde a otimização que esta tecnologia produz se mostra de grande valor para o uso em sistemas isolados, evitando-se também maiores perdas em condições de operação com baixas irradiância que podem ocorrer repetidas vezes.

A configuração 1 também se mostrou confiável para cumprir com a demanda solicitada. O fato de não possuir a tecnologia de MPPT pode baratear o custo do sistema fotovoltaico, mas por se tratar de uma diferença pequena no custo total do sistema é mais válido optar pela opção com MPPT. Contudo, em situações em que não é possível a aquisição deste controlador, a opção somente com PWM se mostra ainda eficiente para suprir o sistema.

Os experimentos empregando a infraestrutura desenvolvida mostraram-se bem-sucedidos apesar da limitação de configurações apresentadas como casos exemplos. Desta forma, tem-se como proposta futura de trabalhos o uso de diferentes módulos fotovoltaicos e controladores para comparação com os resultados obtidos nestes ensaios, e ainda inversores de diferentes tecnologias para verificar sua aplicação com diversas cargas empregadas de uso residencial e tipicamente em edificações ribeirinhas na Amazônia.

### **Agradecimentos**

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

### **REFERÊNCIAS**

- Albuquerque, L. O., Silva, T. V. P. Barbosa, C. F. O. Macêdo, W. N. Pinho, J.T. Galhardo, M. A. B., 2020. Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica na Interconexão de Microrredes Isoladas Experimentais. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar –Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020. 11 p.
- Almeshqab, F., Ustun, T. S., 2019. Lessons learned from rural electrification initiatives in developing countries: Insights for technical, social, financial and public policy aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 102, March 2019. 35–53 p.
- ANEEL, 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 493, de 05 de junho de 2012. Brasília, DF. 9 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>. Acesso em: dez. 2021.
- Bulhosa, L. S., 2019. Adaptação de Sistema de Geração do Tipo SIGFI 45 Para Testes e Monitoração de Diferentes Configurações. 106 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Faculdade de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Pará, Belém, Pará.
- Equatorial Energia, 2019. ATENDIMENTO REGIÕES REMOTAS DO SI CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ. Apresentação Equatorial Energia na 1ª edição da Feira-Simpósio Energia e Comunidades. Disponível em: <[https://feira.energiaecomunidades.com.br/wp-content/uploads/2019/05/Edilson\\_Giorgiana\\_CELPA\\_Mesa4\\_Energia\\_e\\_Comunidades\\_2019.pdf](https://feira.energiaecomunidades.com.br/wp-content/uploads/2019/05/Edilson_Giorgiana_CELPA_Mesa4_Energia_e_Comunidades_2019.pdf)>. Acesso em: dez. 2021.
- Fonseca, A. C., Sousa, S. C., Oliveira, V. P. A., Barbosa, C. F. O., Pinho, J.T. Pereira, E. J. S., 2020. Bancada Didática Demonstrativa da Operação de Sistemas Fotovoltaicos Isolados. 2020. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar –Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020. 10 p.
- IEA – International Energy Agency., 2021. World Energy Outlook 2021. December 2021. 386 p. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acaee-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>>. Acesso em: jan. 2022.
- Macêdo, W. N., 2006. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR). 219 p. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.
- Maia, K. C. S., 2015. Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Domiciliar de Pequeno Porte Operando com Diferentes Equipamentos. 2015. 119 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Federal do Pará, Belém, 2015.
- MME, 2020. Manual de operacionalização do programa mais luz para a Amazônia. Anexo a Portaria Nº 244/GM, de 16 de junho de 2020. 19 p. Disponível em: <[https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/copy2\\_of\\_programa-de-eletrificacao-rural/normativos/documentos/manual\\_de\\_operacionalizacao\\_do\\_programa\\_mais\\_luz\\_para\\_a\\_amazonia\\_edicao\\_fi nal.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/copy2_of_programa-de-eletrificacao-rural/normativos/documentos/manual_de_operacionalizacao_do_programa_mais_luz_para_a_amazonia_edicao_fi nal.pdf)>. Acesso em: dez. 2021.
- Pereira, E. J. S., Pinho, J. T., Galhardo, M. A. B., Macêdo, W. N., 2014. Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable Energy. *Renewable Energy*.
- Peters, J., Sievert, M., Toman, M. A., 2019. Rural electrification through mini-grids: Challenges ahead. *Energy Policy*. Volume 132, September 2019. 27–31 p.

- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL – CRESESB. GTES-Grupo de Trabalho de Energia Solar. Rio de Janeiro-RJ. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: dez 21.
- Pinho, J. T., Barbosa, C. F. O., Pereira, E. J. S., Souza, H. M. S., Blasques, L. C. M., Galhardo, M. A. B., Macêdo, W. N., 2008. Sistemas Híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia. 1ª Edição. Brasília. Ministério de Minas e Energia. 398 p. Disponível em: <[https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes\\_Energeticas\\_para\\_a\\_Amazonia\\_Hibrido.pdf](https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf)>. Acesso em: dez. 2021.
- Pontes, S. N., 2013. Conceção e Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo do Tipo SIGFI45.2013. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Faculdade de Engenharia Elétrica-Universidade Federal do Pará, Belém.
- Retorta, F.S., Salamanca, H. L. L., Farina, A. S., Netto, A. M., Küster, K. K., Salas, C. S. S., Aoki, A. R., Silveira, L. H. S., 2017. Análise de Sistemas Fotovoltaicos OFFGRID na Região do Pantanal Sulmatogrossense. Ciudad del Este, Paraguay. 21 a 25 de maio de 2017. XVII ERIAC – Decimo séptimo encuentro regional ibero-americano de Cigré.
- Silva, Y. S. Rodrigues, J. A. N. Albuquerque, L. O. Aguilar, H. M. Macêdo, W. N. Galhardo, M. A. B., 2020. Contribuição Energética de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em uma Edificação de um Campus Universitário. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar –Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020. 9 p.
- Valer, R. L., Manito, A. R.A., Ribeiro T. B. S., Zilles R., Pinho J. T., 2017. Issues in PV systems applied to rural electrification in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews 78.

### OPERATIONAL EVALUATION OF ISOLATED PV SYSTEM WITH TWO DIFFERENT CHARGE CONTROLLERS

**Abstract.** *This work evaluates two configurations of an isolated photovoltaic system with a minimum monthly energy availability of 45 kWh on the alternating current side, supplying typically residential loads. The system considered belongs to one of the categories of individual isolated systems used by energy concessionaires in Brazil to supply consumers far from conventional distribution grids, and operationally demonstrates the possible configurations to be adopted in the execution of similar systems. In these tests, two models of charge controllers associated with a generator with 6 modules of 36 cells are used. Each configuration is monitored for three days, occasionally non-consecutive, but with hours of full sun close together. The supply of the same load curve was considered for each configuration, simulating a demand profile corresponding to riparian consumers in the Brazilian Amazon region. Infrastructure was also developed to facilitate switching between configurations to test the different proposed configurations. A data acquisition system was implemented to monitor electrical parameters (dc and ac) and environmental parameters (temperature and irradiance). The tests were carried out in the external testing area of the Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará, located in the City of Belém, State of Pará, Brazil. The operational performance evaluation of the configurations was carried out from the measurements, computing the consumed and produced energy data and verifying the efficiency following the maximum power point. The configuration that employed a charge controller with maximum power point tracking technology registered better performance in energy production and load flow management. In addition to showing, in the tests carried out, a maximum power point tracking efficiency of approximately 7% higher than other charge controller without this technology.*

**Key words:** *Isolated photovoltaic system, monitoring, operational evaluation*