

# AVALIAÇÃO DA PRODUTIVIDADE E PERDAS POR CAPTURA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS CONECTADOS A UMA NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Luana Oliveira de Albuquerque – luana.albuquerque@itec.ufpa.br

Pedro Bentes Lobato

Anderson Amoras Vieira

Arthur Correa da Fonseca

Wilson Negrão Macêdo

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

## 6.7. Caracterização, análise, equipamentos e sistemas de microrredes

**Resumo.** *Este trabalho apresenta uma avaliação da produtividade de geradores fotovoltaicos, utilizando-se diferentes configurações em controladores de carga empregados em sistemas isolados, estando estes controladores interconectados formando uma nanorrede de distribuição em corrente contínua. Para apoiar o estudo, realiza-se a apresentação da nanorrede utilizada, que se encontra instalada na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará. Ao longo do trabalho indicam-se os principais equipamentos responsáveis pela formação de rede neste tipo de sistema, sendo eles os controladores de carga, associados a sistemas de armazenamento de energia e geradores fotovoltaicos. Neste sentido, adotam-se configurações diferentes das recomendadas pelos fabricantes, mas dentro dos limites aceitáveis, com o intuito de aumentar a produtividade dos geradores fotovoltaicos e diminuir as perdas por captura. De acordo com os resultados obtidos, quando apenas um sistema de geração e armazenamento estava em operação foi constatado o aumento da produtividade da geração e a diminuição de perdas por captura; quando analisada a nanorrede com todos os sistemas em operação, com configurações distintas, foi constatada a diminuição das perdas por captura, mas o aumento da produtividade não pode ser identificado por conta, principalmente, do intercâmbio de energia presente na nanorrede.*

**Palavras-chave:** *Nanorrede c.c., Produtividade, Sistema de Geração e Armazenamento.*

## 1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia em uma sociedade está fortemente ligado ao nível de desenvolvimento econômico e social da população, de tal maneira que a melhoria na qualidade de vida provoca um aumento na demanda por eletricidade. Para atender à crescente demanda, são necessários esforços econômicos e estudos de aprofundamento, principalmente, em eficiência energética e qualidade de energia (Oliveira, 2016). No caso do Brasil, cuja matriz energética é constituída majoritariamente por usinas hidrelétricas de grande porte, que dependem de climas chuvosos favoráveis, a diversificação desta é um grande passo para o atendimento das crescentes demandas por eletricidade.

Em razão de estar situado em região privilegiada, especialmente para a fonte solar fotovoltaica, a expansão da matriz energética brasileira foi marcada por políticas públicas que favorecessem o uso de fontes alternativas de energia, a exemplo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei 10.438/2002. Ainda no âmbito da diversificação da matriz energética, a regulamentação da micro e minigeração distribuída beneficiou tanto os consumidores já atendidos pela rede elétrica convencional quanto aqueles isolados desta, especialmente na Amazônia, onde programas como o Luz para Todos (Decreto nº 4.873/2003) e Mais Luz para a Amazônia (decreto nº 10.221/2020) foram responsáveis pela implementação de sistemas de geração descentralizados na forma de redes isoladas (MIGDI – Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica) ou em sistemas individuais (SIGFI – Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente).

Nesse contexto, o uso de microrredes de distribuição de energia supridas por fontes renováveis de energia, especialmente a solar fotovoltaica, se apresenta como forma de atendimento a comunidades isoladas da rede elétrica convencional em que a implementação de extensões de rede se mostra técnica ou financeiramente inviável. Em especial, o uso de microrredes isoladas de distribuição de energia operando em corrente contínua (c.c.) é uma alternativa promissora ao uso de sistemas individuais em razão de variados aspectos, dentre eles: maior eficiência e robustez quando supridos por fonte solar fotovoltaica, em razão da redução do número de estágios de conversão (Kumar; Zare; Ghosh, 2017); maior integração às fontes renováveis de energia (Elsayed; Mohamed; Mohammed, 2015); e redução das perdas associadas à distribuição de energia, quando comparado com sistemas em corrente alternada (c.a.), em razão da não transmissão de potência reativa e não ocorrência do efeito pelicular (Torres, 2019). Ainda, o uso de sistemas em c.c. para o atendimento de comunidades isoladas está ligado à utilização de acumuladores de energia e dispositivos capazes de gerenciar adequadamente o fluxo de potência entre fonte, armazenamento e carga.

O presente trabalho traz um estudo realizado em uma nanorede c.c. baseada em equipamentos disponíveis no mercado e suprida totalmente por geração solar fotovoltaica. O objetivo geral do estudo é avaliar a influência da configuração dos dispositivos formadores de rede que, em função da alteração de parâmetros do carregamento dos armazenadores de energia, aumentem a produtividade dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, busca-se dentre as configurações analisadas, a que proporciona também menores valores de perdas por captura, aliados ao aumento de produtividades e altos índices de irradiação solar. Este artigo está organizado da seguinte forma: a seção 2 apresenta a nanorede que compõe o estudo, bem como a descrição detalhada dos sistemas de geração e armazenamento e cargas utilizadas; a seção 3 descreve a metodologia empregada nos ensaios; a seção 4 apresenta os resultados encontrados mediante os experimentos realizados. Por fim, apresenta-se conclusões derivadas do presente estudo, bem como sugestões de possíveis análises que podem melhorar trabalhos futuros.

## 2. NANORREDE DE DISTRIBUIÇÃO EM C.C. (NDCC) DO GEDAE/UFPA

As análises aqui realizadas foram feitas na nanorede de distribuição em corrente contínua presente nas instalações do prédio do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE-UFPA), a qual é constituída por três subsistemas de geração e armazenamento (SGA) idênticos conectados a um barramento unipolar de 24 V de tensão nominal, arquitetura em anel e isolada da terra (Torres, 2020). A Fig. 1 exhibe a disposição dos equipamentos conectados à nanorede (Albuquerque, 2022).

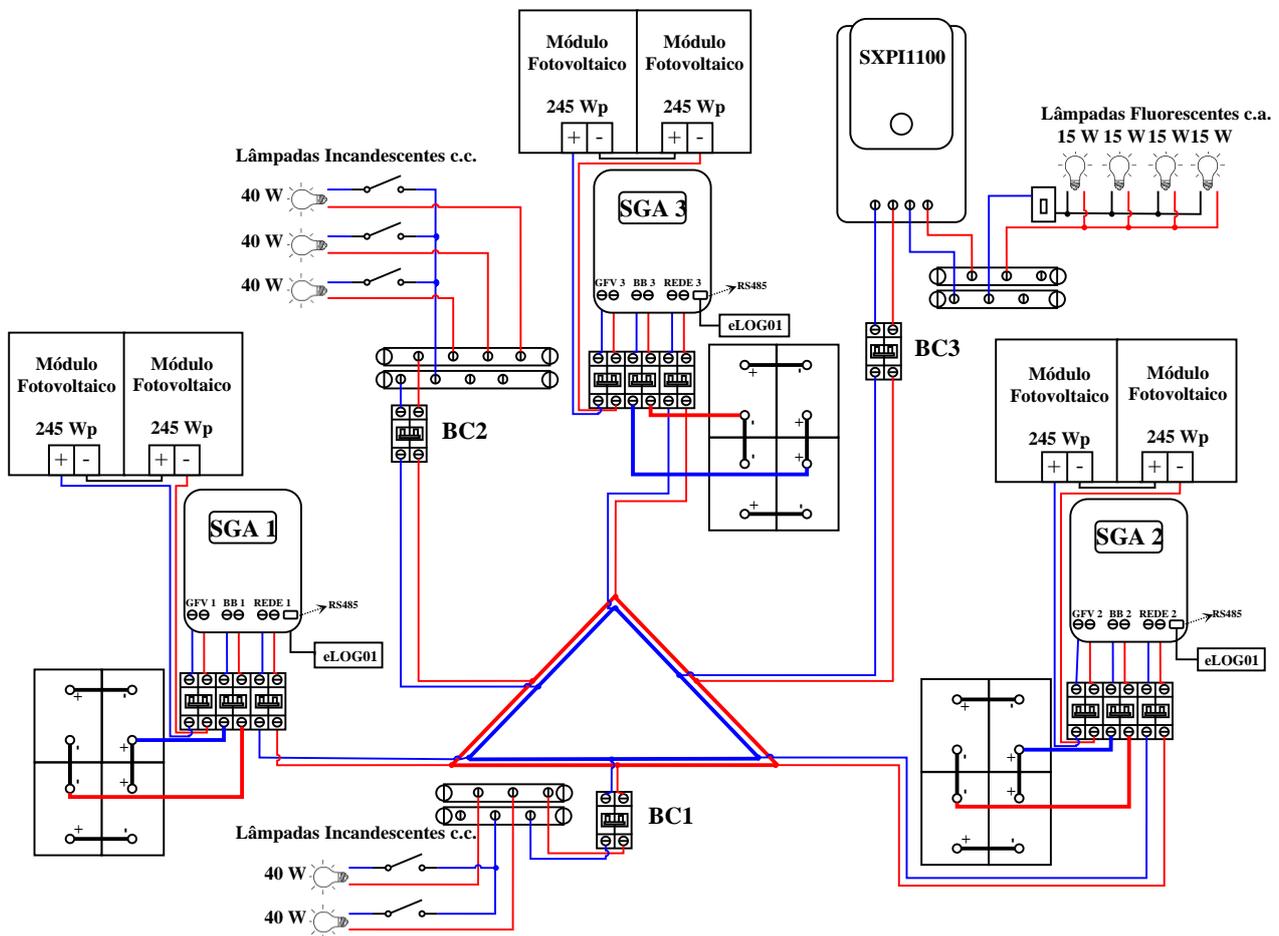


Figura 1 - Nanorede c.c. do GEDAE/UFPA.

### 2.1 Sistemas de geração e armazenamento

Os geradores que compõem cada SGA conectado à rede são idênticos, formados pela associação em série de dois módulos fotovoltaicos modelo YL245P-29b, da fabricante Yingli Solar, de 245 Wp de potência nominal, totalizando 490 Wp em cada subsistema. Os geradores estão orientados com desvio azimutal de 13° nordeste, estando instalados em um telhado com inclinação de 11° em relação ao plano horizontal. A Tab. 1 exhibe as características elétricas dos módulos conectados à nanorede.

Tabela 1 - Características elétricas do fabricante.

Parâmetro	Valor
Potência nominal ( $P_{MP}$ )	245 W <sub>p</sub>
Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ )	30,2 V
Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ )	8,11 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )	37,8 V
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	8,63 A

Fonte: Yingli (2013).

Cada SGA conta também com um banco de baterias composto pela associação série-paralelo de quatro baterias estacionárias seladas de chumbo-ácido modelo 12MS111, da fabricante Moura, cada uma com capacidade nominal de 105 Ah (C20) e 12 V de tensão nominal. A associação das baterias é feita de forma que o banco de baterias possua 210 Ah e 24 V.

A fim de maximizar a produção de energia dos geradores fotovoltaicos, bem como gerenciar o carregamento dos bancos de bateria, estão presentes na rede os controladores de carga modelo XTRA2210N, da fabricante EPEVER, o qual possui detecção automática de tensão (12 V ou 24 V) e seguidor de ponto de máxima potência – MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Este modelo possui também interface de conexão RS-485, o que permite a comunicação entre o controlador de carga e dispositivos externos de aquisição de dados. Para isso, utiliza-se o eLOG01, dispositivo desenvolvido pela mesma fabricante do controlador de carga e que é capaz de realizar o monitoramento em tempo real de parâmetros elétricos relacionados à operação da NDCC, o qual foi configurado para possuir tempo de registro destes valores a cada 1 minuto.

## 2.2 Monitoramento de irradiância

A NDCC conta também com um sistema de aquisição de valores de irradiância no plano dos geradores fotovoltaicos que a compõe, fundamental na avaliação de sistemas fotovoltaicos. Para isso, a nível dos geradores está instalado o sensor de irradiância modelo Spektron 210, da fabricante Tritec, o qual está conectado a um equipamento de aquisição de dados, da fabricante Novus, intitulado FieldLogger. Mediante ensaio experimental no simulador solar do GEDAE (modelo HighLight 3c, da fabricante Pasan Measurement Systems, classe de exatidão A+A+A+), constatou-se valor de referência de 74,145 mV a 1000 W/m<sup>2</sup> para o sensor utilizado. Assim, configurou-se o FieldLogger para realizar a obtenção de valores de irradiância segundo a Eq. (1) (Albuquerque, 2022).

$$G = \frac{1000 \times V_{out}}{0,074145} \quad (1)$$

Em que G é a irradiância em W/m<sup>2</sup> do plano no momento da coleta e V<sub>out</sub> é a saída do sensor de irradiância em V.

## 2.3 Cargas

O sistema possui três pontos para conexões de carga denominados BC 1, BC 2 e BC 3, conforme consta na Fig. 1, sendo eles compostos por lâmpadas incandescentes c.c. de 40 W e tensão nominal de 24 V (BC 1 e BC 2) e lâmpadas fluorescentes c.a. de 15 W e tensão nominal de 127 V<sub>RMS</sub> conectadas a um inversor, da fabricante Steca, modelo SXPI1100, de onda senoidal de 1.100 W (tensão nominal de entrada de 24 V), compondo o BC 3. A Fig. 2 exibe a curva de carga para a nanorrede utilizada ao longo deste trabalho (Albuquerque, 2022).

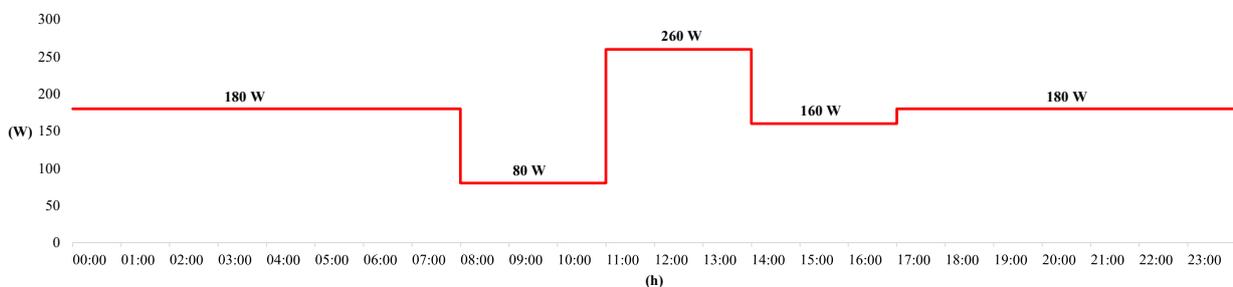


Figura 2 - Curva de carga utilizada.

### 3. METODOLOGIA

A metodologia empregada consiste na adoção de configurações diferentes das pré-definidas no controlador de carga utilizado, não analisando de que forma as mudanças realizadas afetam aspectos como dimensionamento e confiabilidade do sistema. Foram alterados dados referentes à curva de carregamento das baterias: o tempo de duração da absorção e a tensão de reconexão da absorção, com o intuito de avaliar se a alteração dessas configurações implica mais produtividade na geração fotovoltaica. A Tab. 2 mostra os parâmetros utilizados.

Tabela 2 - Valores adotados para os parâmetros analisados.

Tensão de reconexão da absorção	Duração da absorção
26,4 V (valor padrão)	60 min
27 V	120 min (valor padrão)
27,4 V	180 min

Fonte: Albuquerque (2022).

A primeira estratégia visa variar o tempo de absorção no carregamento das baterias com o intuito de verificar se há relação entre a produtividade do gerador fotovoltaico e este parâmetro. A segunda estratégia irá variar a tensão de reconexão da absorção (Fig. 3), sendo feita a mesma análise citada anteriormente. A ideia seria manter o gerador fotovoltaico funcionando por mais tempo, evitando a descarga da bateria durante o intervalo entre a desconexão da absorção até a sua reconexão, ao aproximar o valor da tensão de reconexão da absorção ao valor da tensão de flutuação (27,6 V no controlador utilizado), por isso os valores crescentes em relação ao valor padrão para esse parâmetro; da mesma forma, a alteração no valor da duração da absorção visa compreender se um tempo maior ou menor na absorção resultaria em maior produtividade do sistema, daí a escolha de um valor menor que o padrão e outro maior, sendo estes escolhidos com base nas premissas presentes no manual do fabricante. Aliada às alterações supracitadas, serão analisadas também as perdas por captura associadas as modificações dos parâmetros (Albuquerque, 2022).

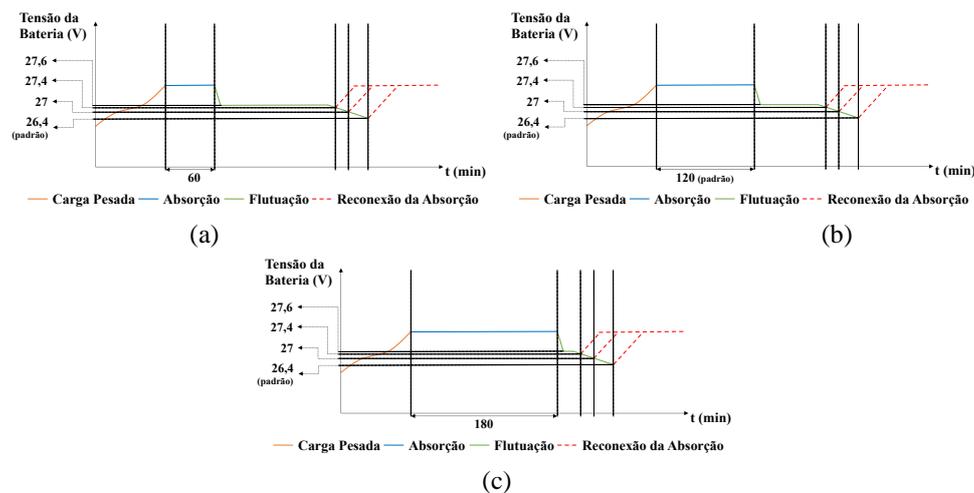


Figura 3 - Associação de parâmetros apresentada graficamente (a) 60 min, (b) 120 min e (c) 180 min.

Primeiramente, um dos sistemas de geração e armazenamento (SGA) da NDCC foi testado de forma preliminar da seguinte forma: conectou-se este à rede com uma carga fixa de 200 W com o intuito de verificar quais as duas melhores configurações quanto ao aumento de produtividade do gerador. A próxima etapa é a utilização da curva de carga apresentada na Fig. 2, a qual será alimentada por todos os SGA, primeiramente utilizando a configuração padrão de cada um dos controladores, com o objetivo de comparar com a posterior configuração de dois controladores da nanorede com as duas configurações que melhor contemplem o objetivo do estudo.

Avaliou-se a alteração no desempenho fazendo uso dos seguintes parâmetros: a produtividade do arranjo (*Array Yield* -  $Y_A$ ) e as perdas por capturas (*Capture Losses* -  $L_C$ ). A produtividade do arranjo fotovoltaico (Eq. (2)) associa a quantidade de energia gerada em um determinado período com a potência nominal do gerador; assim, a razão mostrada na equação resultará na quantidade de horas que o gerador precisaria operar em sol pleno para gerar a mesma quantidade de energia que gerou sob condições reais de irradiância (Zilles *et al.*, 2012).

$$Y_A = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{saída}} \times dt}{P_{\text{FV}}^0} \left( \frac{Wh}{W_p} \right) \quad (2)$$

As perdas por captura, em horas (Eq. (3)), representam a diferença entre as horas de sol pleno no período analisado (geralmente um dia) e a energia gerada neste mesmo período. Assim, este parâmetro representa a quantidade gerada de energia em sol pleno que não foi aproveitada pelo arranjo. A Eq. 4 apresenta a equação de perdas em termos percentuais.

$$L_C = HSP - Y_A \quad (\text{h}) \quad (3)$$

$$L_{CP} = \frac{(HSP - Y_A)}{HSP} \times 100 \quad (\%) \quad (4)$$

A avaliação quanto a  $Y_A$  e  $L_C$  foi realizada prioritariamente considerando uma comparação entre dias diferentes e aleatórios de medição com valores de HSP semelhantes, já que, pela configuração atual da NDCC, não é possível isolar dois SGA para que atuem sem intercâmbio de energia. Os dados analisados foram obtidos por meio dos registradores de dados instalados individualmente (eLOG01) em cada um dos SGA. Os dados de irradiância foram obtidos por meio de um registrador de dados da fabricante Novus conectado a uma célula de referência da fabricante Tritec instalada na mesma inclinação e orientação dos geradores da NDCC.

#### 4. RESULTADOS

A presente seção apresenta a avaliação das estratégias de operação da nanorrede c.c. por meio de medições *in loco*. A metodologia empregada diz respeito a alteração de dados pré-definidos nos controladores de carga quanto ao tipo de bateria utilizado. Foram alterados dados referentes à curva de carregamento de baterias de chumbo-ácido, o tempo de absorção e a tensão de reconexão da absorção. O intuito é avaliar se a alteração destes parâmetros irá implicar em uma maior produtividade dos geradores fotovoltaicos.

##### 4.1 Testes com apenas um SGA

Foram realizados 15 testes (Tab. 3), cada um com a duração de um dia inteiro, alterando-se o tempo de absorção para 60 min, 120 min (valor padrão) e 180 min enquanto mantido o valor da tensão de reconexão da absorção padrão do controlador.

Tabela 3 - Comparação de dias de medição considerando apenas a alteração do tempo de absorção.

Data	$Y_A$ (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	$L_C$ (h)	$L_{CP}$ (%)
19.05	2,277	3,46	60 min	1,18	34,21
22.05	2,494	3,76	60 min	1,26	33,65
10.06	2,540	4,01	180 min	1,47	36,71
20.05	3,087	4,84	60 min	1,76	36,25
21.05	3,246	5,18	60 min	1,93	37,30
11.06	3,393	5,36	180 min	1,97	36,74
09.06	3,410	5,38	180 min	1,97	36,59
27.05	3,571	5,57	120 min	2,00	35,91
17.05	3,648	5,72	120 min	2,07	36,19
29.05	3,873	6,10	120 min	2,23	36,53
28.05	3,925	6,21	120 min	2,28	36,75
13.06	4,192	6,79	180 min	2,59	38,21
25.05	4,361	6,76	120 min	2,39	35,44
26.05	4,398	6,81	120 min	2,41	35,45
12.06	4,437	7,03	180 min	2,60	36,92

Fonte: Albuquerque (2022)

A configuração com 120 min de absorção e 26,4 V de tensão de reconexão da absorção (configuração padrão) mostrou-se mais vantajosa por conseguir obter menos perdas para  $HSP > 4$  h. Os gráficos de atendimento de carga, potência produzida e irradiância, para três dias distintos, são apresentados na Fig. 4. Nota-se que embora a carga atendida seja diurna, ainda assim mais de 25% do consumo de energia é atendido pelo sistema de armazenamento, tornando evidente a importância do mesmo para absorver as variações instantâneas da irradiância.

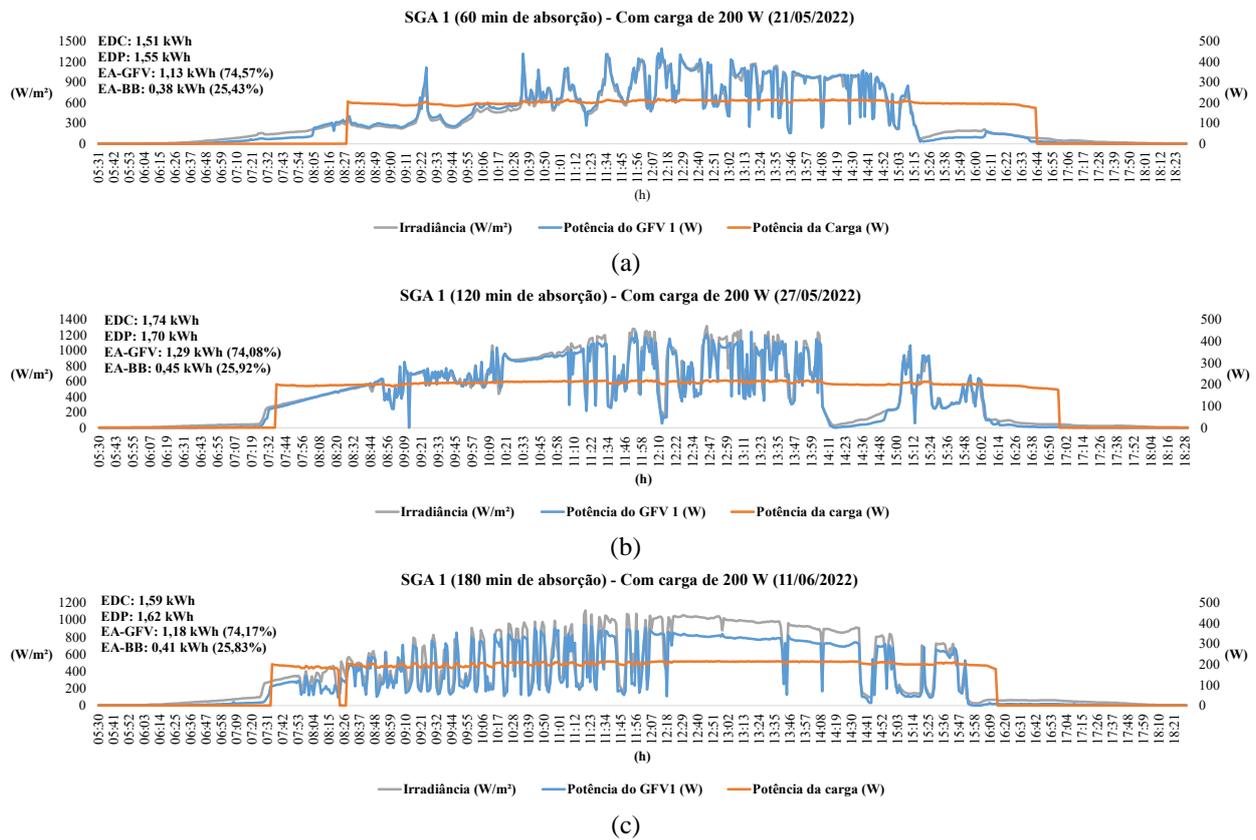


Figura 4 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 21/05/2022, (b) 27/05/2022 e (c) 11/06/2022<sup>1</sup>.

A segunda etapa de testes foi realizada alterando o tempo de absorção e o valor de tensão de reconexão da absorção, sendo utilizados os valores de 27 V e 27,4 V. Tais medições foram comparadas com os dados obtidos anteriormente com os mesmos tempos de absorção, mas com 26,4 V de tensão de reconexão da absorção. Foram realizadas comparações entre medições de dias diferentes com HSP próximo, mesmo tempo de absorção e tensões de reconexão diferentes. A Tab. 4 mostra os dados obtidos com essas configurações. Percebe-se que as perdas por captura percentual ( $L_{CP}$ ) são menores para a tensão de reconexão de 27,4 V em todos os casos (Fig. 5(a)), considerando também os valores de  $HSP > 4$ ; para o tempo de absorção de 120 min, a tensão de reconexão de 26,4 V apresentou menos perdas.

Tabela 4 - Comparação de dias de medição.

Data	$Y_A$ (Wh/Wp)	HSP (h)	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	$L_C$ (h)	$L_{CP}$ (%)
21.05	3,246	5,18	60 min	26,4 V	1,93	37,30
18.08	3,666	5,65	60 min	27 V	1,98	35,06
20.08	3,957	6,08	60 min	27,4 V	2,13	34,95
21.06	4,222	6,80	120 min	27,4 V	2,58	37,96
01.06	4,303	6,79	120 min	27 V	2,49	36,63
26.05	4,398	6,81	120 min	26,4 V	2,41	35,45
29.06	2,680	4,38	180 min	27 V	1,70	38,85
10.06	2,540	4,01	180 min	26,4 V	1,47	36,71
03.07	2,770	4,16	180 min	27,4 V	1,39	33,33

Fonte: Albuquerque (2022).

Mesmo que a configuração padrão seja suficiente para operações genéricas do gerador, em situações desfavoráveis de geração, como períodos muito nublados, por exemplo, a análise detalhada das modificações mencionadas neste estudo

<sup>1</sup> Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

pode se revelar essencial para melhorar a produtividade do SGA, tendo em vista que neste caso em particular utilizou-se uma carga diurna e praticamente constante, o que não condiz com a realidade encontrada nos sistemas isolados. Quando o tempo de absorção é de 120 minutos, o melhor caso encontrado é no dia 26/05/2022 (Fig. 5(b)), com a configuração padrão e o maior valor de HSP. Para o caso de 180 minutos, pode-se dizer que há vantagem na utilização da tensão de reconexão de 27,4 V. Comparando os dias 03/07/2022 (Fig. 5(c)) e 29/06/2022 (Fig. 5(d)), a mudança no valor de tensão de reconexão refletiu em maior  $Y_A$  e menor  $L_{CP}$ , mesmo tendo um menor HSP no dia 03/07/2022.

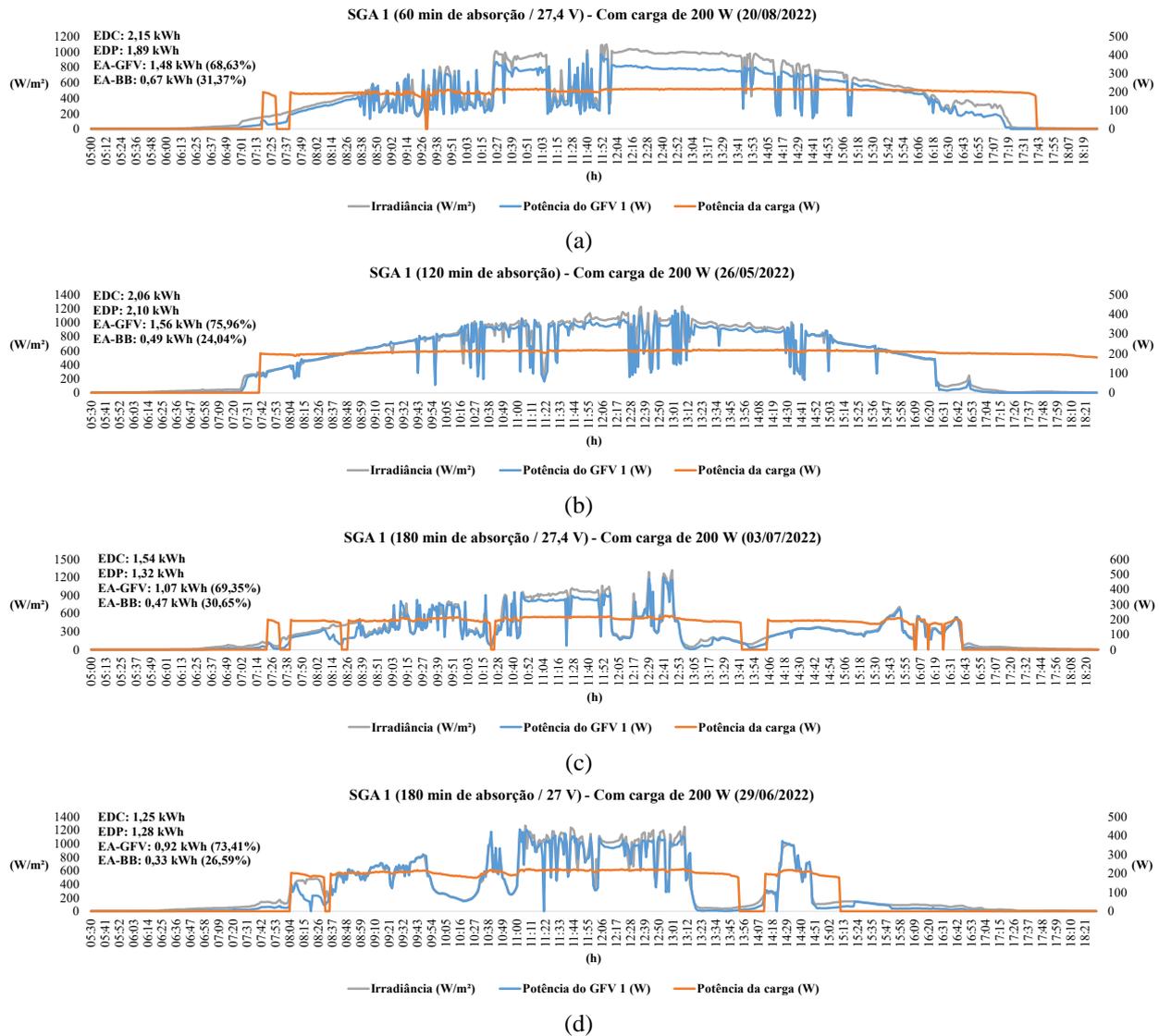


Figura 5 - Gráficos de atendimento de carga, potência produzida pelo GFV e irradiância em (a) 20/08/2022, (b) 26/05/2022, (c) 03/07/2022 e (d) 29/06/2022.

Como já esperado, dentre os testes realizados foi possível perceber que o melhor cenário, em relação ao aumento de produtividade do gerador fotovoltaico, ocorreu nos casos em que o HSP identificado era o mais alto comparado com os demais, porém, acarretando mais perdas por captura. A utilização do tempo de absorção de 180 min e tensão de reconexão de 27,4 V indicou ser vantajosa em relação à quantidade de perdas, quando foram comparados dias com maior  $Y_A$  e menor HSP, podendo ser considerado a melhor configuração para estas condições. Utilizar o tempo de absorção de 60 min, mostrou-se vantajoso para baixos HSP, quando utilizada tensão igual a 26,4 V. Ao utilizar o tempo de absorção de 120 min, observou-se que a produtividade aumentou quando associada ao valor de tensão de 26,4 V (configuração padrão), ocasionando também a diminuição de perdas. A segunda melhor opção para este tempo de absorção foi quando associado ao valor de tensão de 27 V.

#### 4.2 Teste no sistema completo

Obtidas as configurações que mais agregam no quesito de aumento da produtividade e diminuição das perdas por captura foi realizada a análise de sistema completo. O primeiro teste considerou a configuração padrão em todos os

controladores do sistema. Para o segundo foi adotado tempo de absorção de 180 min e tensão de 27,4 V no SGA 1, tempo de absorção de 120 min e tensão de 27 V no SGA 2 e tempo de absorção de 120 min e tensão de 26,4 V no SGA 3.

Na primeira medição realizada (06/07/2022) com o sistema completo funcionando houve a produtividade total calculada de 3,702 Wh/Wp. Na segunda medição (12/07/2022), houve a produtividade de 3,442 Wh/Wp. No que foram observados HSP de 6,09 e 5,51, respectivamente, o que explica a menor produtividade no segundo teste (Tab. 5).

Tabela 5 - Dados de produtividade e perdas por captura considerando configuração mista no sistema completo.

Data	SGA	Y <sub>A</sub> (Wh/Wp)	HSP	Tempo de absorção	Tensão de reconexão	L <sub>CP</sub> (%)	L <sub>C</sub> (h)
06.07	1	3,738	6,09	120 min	26,4 V	38,60	2,35
	2	3,339		120 min	26,4 V	45,16	2,75
	3	4,027		120 min	26,4 V	33,86	2,06
12.07	1	3,339	5,51	180 min	27,4 V	39,43	2,17
	2	3,164		120 min	27 V	42,60	2,35
	3	3,821		120 min	26,4 V	30,68	1,69

Fonte: Albuquerque (2022)

Quando vistos individualmente, nota-se a diferença na quantidade de perdas quando analisado o parâmetro L<sub>CP</sub>, o que dá um bom indicativo da vantagem e desvantagem da alteração dos parâmetros estudados, não podendo ser comprovado, pela necessidade de uma maior quantidade de amostras, mas indicando que o assunto pode ser relevante e mais conclusivo a partir uma metodologia mais refinada.

As Fig. 6 e 7 apresentam também os gráficos de atendimento de cargas por SGA em 06/07/2022 e 12/07/2022, respectivamente (Albuquerque, 2022). Observa-se que há uma limitação de potência por parte do controlador do SGA 2 a partir de 12:48, impactando diretamente na perda por captura (Fig. 6(b) e 7(b)).

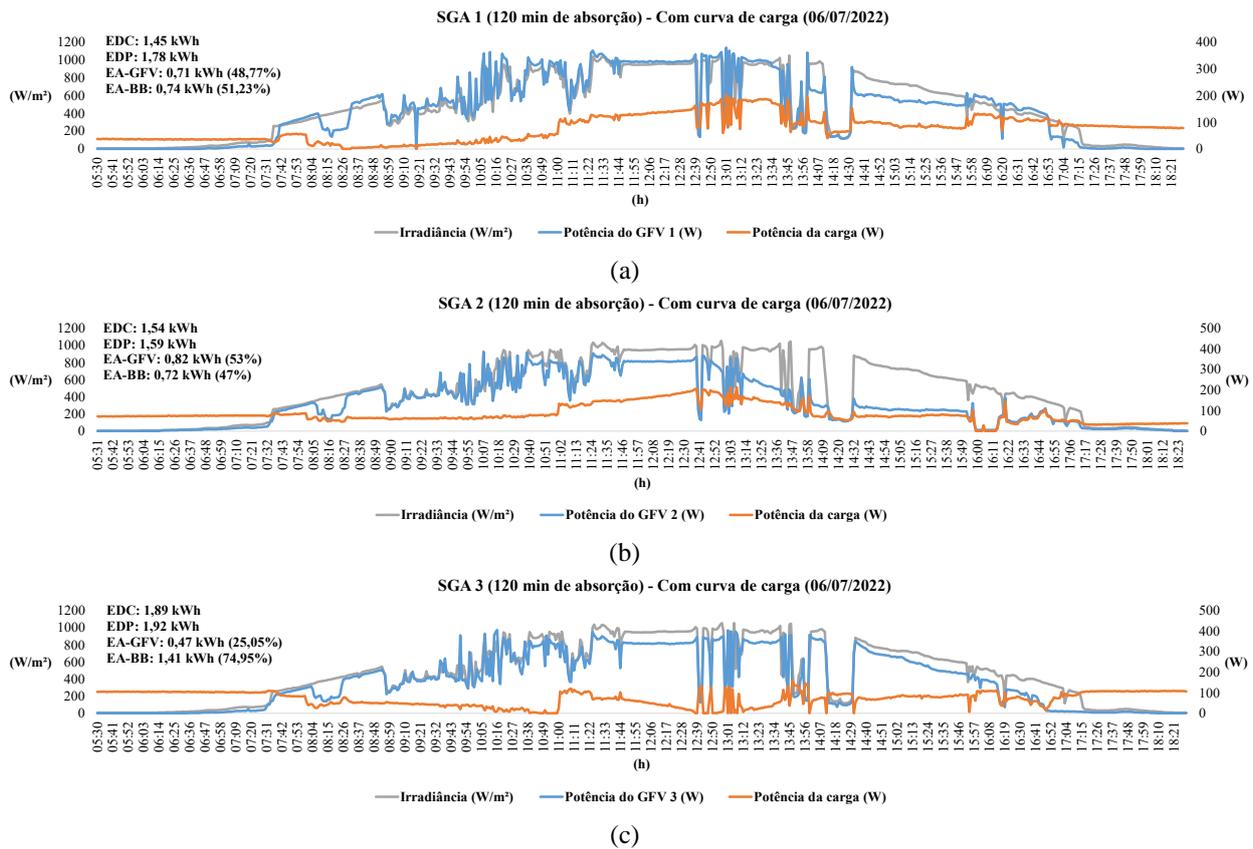


Figura 6 - Gráficos de atendimento de carga diretamente pelo GFV de 06/07/2022: (a) SGA 1, (b) SGA 2 e (c) SGA 3<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Na legenda presente no gráfico lê-se: EDC – Energia diária consumida; EDP – Energia diária produzida; EA-GFV – Energia atendida pelo GFV; e EA-BB – Energia atendida pelo BB (informação para todos os gráficos do mesmo tipo).

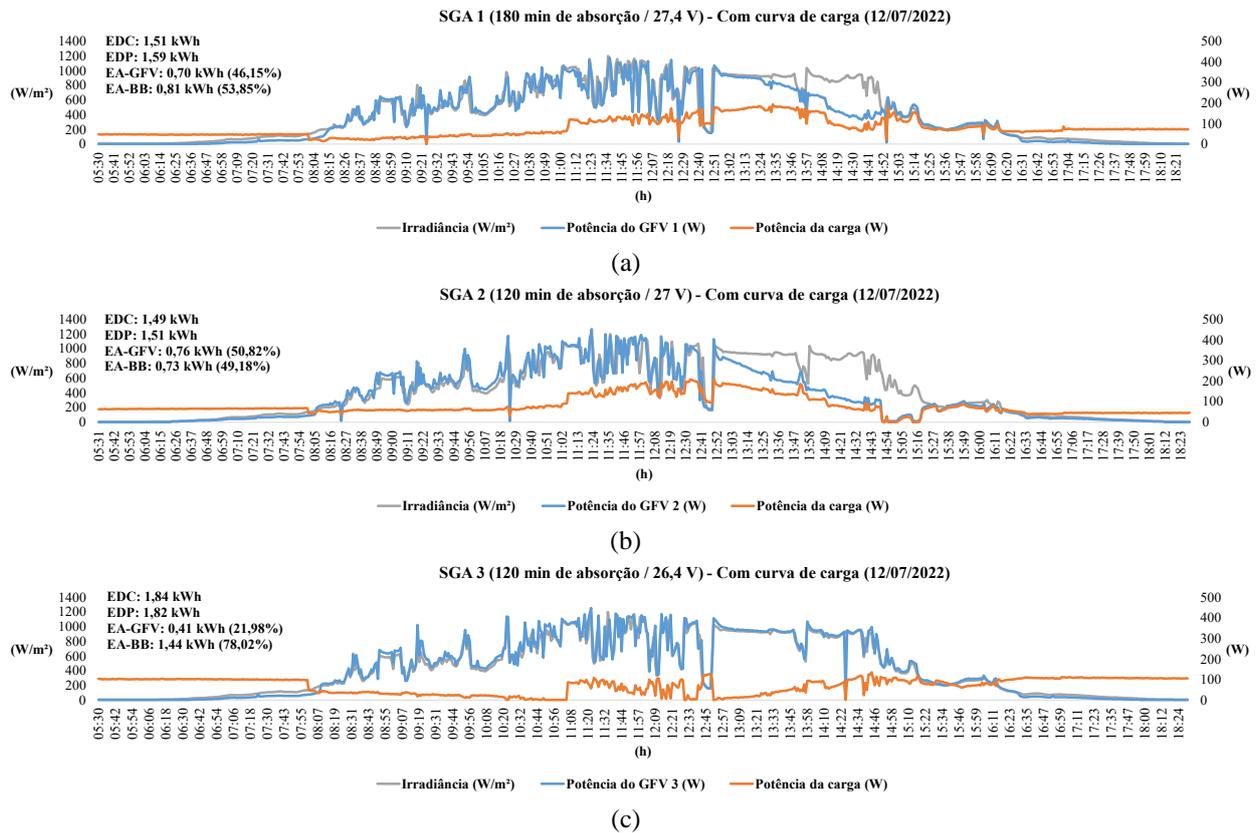


Figura 7 - Gráficos de atendimento de carga diretamente pelo GFV de 12/07/2022: (a) SGA 1, (b) SGA 2 e (c) SGA 3.

### 4.3 Considerações finais

De posse dos dados analisados, observa-se que existe um bom indicativo de que a modificação dos parâmetros citados impacta diretamente no aumento da produtividade (YA) e na diminuição das perdas por captura (LC), desde que analisados juntamente com o HSP observado no dia desejado. Os valores próximos das perdas percentuais nas Tab. 3 e 4 justificam a necessidade de analisar as diferenças na produção de energia em um período maior. A não verificação concreta da vantagem da modificação dos parâmetros também pode ser explicada pelo intercâmbio de energia entre os sistemas quando conectados em rede, não sendo possível isolar os sistemas, dada as configurações atuais da nanorede. Além disso, reconhece-se também a influência das temperaturas ambiente e de costa do módulo e sujidade, nos valores dos parâmetros examinados, variáveis estas não analisadas ao longo da elaboração deste trabalho.

Apesar do baixo número de ensaios realizados não permitir a comprovação da vantagem da alteração de parâmetros proposta neste trabalho, estes tornam evidentes que os valores padrões (120 min e 26,4 V) geralmente resultam em um bom resultado. Para a melhor caracterização deste fenômeno, propõe-se a realização de ensaios durante um ano com o intuito de observar o comportamento do gerador nas quatro estações do ano e sob condições de diferentes curvas de cargas. Aliado a isto, destaca-se que a monitoração de parâmetros meteorológicos como temperatura ambiente e paralela à aquisição de valores de irradiância é de suma importância na análise dos parâmetros do estudo proposto, sendo o presente estudo limitado pela não averiguação destas variáveis ao longo da análise realizada.

### 5. Conclusão

No presente trabalho, alterou-se as configurações padrões dos dispositivos formadores de rede presentes no sistema com o objetivo de verificar se há relação entre o aumento da produtividade dos geradores fotovoltaicos, a diminuição de perdas por captura e os parâmetros modificados, onde constatou-se que esta premissa é válida para aplicações reais. Como já comentado anteriormente, apesar da configuração padrão ser adequada a condições de operação do gerador fotovoltaico próximas do ideal (céu claro, altos índices de irradiância, baixo nível de sombreamento etc.), sob circunstâncias adversas de geração, a exemplo de épocas de baixa irradiância solar direta, a alteração dos parâmetros mencionadas neste trabalho pode surgir como forma de aumentar a produtividade do SGA.

Para o caso em que apenas um SGA foi analisado, constatou-se que o aumento do tempo de absorção contribui para o aumento de produtividade, desde que associado a ele estejam altos valores de HSP. Para baixos valores de HSP, constatou-se que menores tempos de absorção acarretam a diminuição de perdas por captura, o que resulta, portanto, no aumento da produtividade. A modificação dos valores de tensão de reconexão mostrou-se vantajosa na diminuição de perdas, tendo uma tendência de diminuição destas quando se aumenta o valor da tensão.

Quando analisados os três SGA operando simultaneamente com diferentes parâmetros, não foi possível observar a premissa do aumento da produtividade (apesar desta ainda ser válida), em razão do não casamento entre as HSP nos dias analisados, sendo que no dia em que se utilizou a configuração mista o HSP foi inferior ao dia em que se utilizou a configuração padrão e, ainda assim, observou-se uma diminuição das perdas por captura.

A melhor visualização das vantagens da modificação dos parâmetros deve ser observada quando todos os controladores associados à rede estiverem configurados da mesma forma, por conta do intercâmbio de energia e atendimento de cargas aleatório. Outra possibilidade para melhor avaliação dos resultados individuais seria utilizar controladores, sob mesma condição de sol, com configurações distintas e não conectados a uma mesma rede. O período de ensaios também pode influenciar nas análises propostas, podendo ser utilizado o tempo de um ano inteiro, para que sejam exploradas todas as estações e condições climáticas pertinentes à região.

É importante destacar que, para melhor validação do estudo, é necessário o acompanhamento de parâmetros que influenciam diretamente na produção fotovoltaica, como temperatura ambiente e de costa do módulo e sujidade.

### **Agradecimentos**

Este trabalho foi apoiado pelas seguintes agências de pesquisa brasileiras: PROEX/UFPA, CAPES e CNPq. O último autor é financiado pelas fontes 408349/2021-2 (Chamada CNPq/MCTI/FNDCT N° 18/2021 - Faixa B - Grupos Consolidados), 312033/2021-4 (Chamada CNPq N° 4/2021 - Bolsas de Produtividade em Pesquisa – PQ), 440131/2019-7 (CHAMADA CNPQ/EQUINOR ENERGIA LTDA. 2018 - FORMAÇÃO DE MESTRES E DOUTORES EM PETRÓLEO, GÁS NATURAL E ENERGIA RENOVÁVEL).

### **REFERÊNCIAS**

- Albuquerque, L. O., 2022. Avaliação da Influência da Configuração de Controladores de Carga no Desempenho de Geradores Fotovoltaicos Suprindo uma Nanorede de Distribuição em Corrente Contínua, Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFPA, Belém.
- Elsayed, A. T.; Mohamed, A. A.; Mohammed, O. A., 2015. DC Microgrids and Distribution Systems: An Overview, Electric Power Systems Research, vol. 119, pp. 407-417.
- Kumar, D.; Zare, F.; Ghosh, A., 2017. DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects, IEEE Access, vol. 5, pp. 12230-12256.
- Oliveira, T. R., 2016. Distribuição Local de Energia em Corrente Contínua: Estudo, Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Nanorede c.c. Dedicado aos Setores Residencial e Comercial, Tese de Doutorado, PPGEE, UFMG, Belo Horizonte.
- Torres, P. F., 2019. Desenvolvimento e Modelagem de uma Nanorede de Distribuição em Corrente Contínua em Baixa Tensão com Sistemas de Geração Distribuída, Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFPA, Belém.
- Torres, P. F.; Costa, T.; Araújo, L.; Filho, J.A.V; Williamson, S.; Macêdo, W., 2020. Solar Photovoltaic Based DC Microgrid Testing under Real-World Operating Conditions, The 10th International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2020), IET, pp. 431-436.
- Yingli, 2013. YL245P-29b. *Datasheet*.

### **EVALUATION OF THE INFLUENCE OF LOAD CONTROLLER CONFIGURATION ON THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC GENERATORS SUPPLYING A DC DISTRIBUTION NANOGRID**

**Abstract.** *This paper presents an evaluation of the productivity of photovoltaic generators, using different configurations in charge controllers employed in isolated systems, these controllers being interconnected to form a direct current distribution nanogrid. To support the study, the nanogrid used is presented, which is found installed at the test area of Group for Studies and Development of Energy Alternatives (GEDAE) from Federal University of Pará. Throughout the paper, the main equipments responsible for forming a grid in this type of system is indicated, them being the charge controllers, associated whit energy storage systems and photovoltaic generators. In this context, different configurations form those recommended by manufacturers are adopted, but within acceptable limits, whit the aim of increasing the productivity of photovoltaic generators and reducing capture losses. According to the obtained results , when only one generation and storage system as in operation, an increase in generation productivity and a reduction in losses due to capture were observed; when the nanogrid was analyzed with all systems in operation, whit different configurations, a reduction in losses due to capture was found, but an increase in productivity could not be identified, mainly due to the exchange of energy present in the nanogrid.*

**Keywords:** *Nanogrid D.C., Productivity, Generation and Storage System.*