

Study of Power Optimizers for Grid-Connected Photovoltaic Systems

J. de Silva, H. Moreira, D. Mesquita, M. Reis, and M. Villalva, *Member, IEEE*.

Abstract—The use of Photovoltaic (PV) energy is increasing and the high penetration of PV in the power grid creates several challenges. The main challenge consists in reducing power losses in conversion. The main losses are those caused by total and partial shading, mismatch losses, ohmic loss, and temperature. In this occasion, Power Optimizer for Photovoltaic Systems (POPS) have recently appeared, which aim at increasing the energy conversion of the PV system. Thus, this work presents the POPS and performs simulations with PV*SOL software verifying the gain provided under different conditions. As a result, in the best case, Optimization Performance (O_p) reached 10.84% (SolarEdge) in Sete Lagoas-MG and 7.17% (Tigo) in Curitiba-PR. Therefore, POPS may be a solution for improving energy conversion of the PV system, mainly due to the ongoing reduction in the cost of power electronics.

Index Terms—Power optimizer, POPS, photovoltaic systems, losses.

I. INTRODUÇÃO

NO grupo das energias renováveis, a Energia Solar Fotovoltaica (ESFV) segue como uma das mais promissoras para o futuro [1] devido às diversas vantagens favoráveis ao meio ambiente [2] e à tendência na redução de custos de equipamentos para sistemas fotovoltaicos nos próximos anos [3]. Esse cenário promissor e políticas públicas permitiram que houvesse avanço crescente da Geração Distribuída (GD) no Brasil, possibilitando que maiores investimentos fossem feitos em sistemas que contemplam ESFV [4].

A ESFV é obtida por meio do processo de conversão direta da luz solar em energia elétrica. A corrente elétrica gerada nesse processo percorre dispositivos de controle e conversão, para atender um banco de baterias (sistemas isolados - *Off-Grid*) ou, na maioria dos casos, ser transferida diretamente para rede elétrica (Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica (SFCR) - *On-Grid*) [5].

Porém, em um sistema Fotovoltaico (FV) durante a conversão de energia, ocorrem diversas perdas [6] que mudam de acordo com a localidade e a configuração do sistema. Entre tais perdas, destacam-se as perdas por sombreamento total ou parcial, que geralmente ocorrem de modo previsível, devido às

sombras causadas por objetos, árvores, construções, ou imprevisíveis, devido à poeira, sujeira, excrementos de pássaros e salinidade, entre outros fatores [7], [8]. Outras perdas são relativas aos componentes eletrônicos do sistema, cabos (perdas ôhmicas), temperatura, incompatibilidade elétrica (*mismatch*) e degradação dos módulos [6].

Soluções para perdas em sistemas FV causadas por sombreamento ou *mismatch* são largamente estudadas na literatura [9]. Tais soluções abrangem diferentes configurações de arranjos FV [10], topologias de conversores [9], técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) específicas para situações de sombreamento parcial [11] e arquiteturas de sistemas FV [12][13]. Dentre as arquiteturas de sistemas FV encontra-se a utilização de otimizador de potência para sistemas FV (*Power Optimizer for Photovoltaic Systems* - POPS), que consiste em um conversor de corrente contínua alocado a cada um ou dois módulos fotovoltaicos.

Como contribuição para a literatura, este artigo apresenta como POPS podem atuar em diferentes locais, verificando seu funcionamento e seu comportamento em um sistema FV residencial em comparação com outras arquiteturas, além de apresentar um resumo das vantagens e desvantagens em relação a outras arquiteturas FV, fornecendo um material para consulta sobre essa nova tecnologia. Este estudo é importante pois trabalhos como [14], [15], [16], [17], [18], [19], apresentam a parte eletrônica do POPS com foco no estudo dos conversores ou resumo da arquitetura, e trabalhos como [20], [21] apresentam possíveis controles para funcionamento de POPS, sem realizar uma análise macroscópica, considerando a aplicação do POPS em um sistema FV e comparando diferentes locais, situações e arquiteturas, algo que é importante para avaliar a viabilidade e definir quando é interessante utilizar POPS em sistemas FV.

Com o desafio de reduzir as perdas em um sistema FV, aumentando a conversão de energia, este trabalho apresenta um estudo sobre POPS, utilizando o *software* PV*SOL [22] em diferentes condições e locais. O PV*SOL é composto por um conjunto de algoritmos e uma base de dados meteorológicos, possibilitando retratar as variáveis que influenciam um sistema FV ao longo do ano simulado, como sombreamento, movimentação do Sol ao longo do dia, irradiância, temperatura, perdas nos componentes, perdas por *mismatch*, entre outros aspectos.

O trabalho foi organizado da seguinte forma: a seção II apresenta o POPS e seu funcionamento; a seção III mostra a descrição das simulações realizadas; a seção IV mostra resultados obtidos e comentários sobre o desempenho observado nas simulações; a seção V apresenta as conclusões do trabalho.

J. L. de S. Silva, University of Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil, e-mail: jlucas.souzasilva@gmail.com.

H. S. Moreira, University of Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil, e-mail: moreirahugos@gmail.com.

D. B. Mesquita, University of Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil, e-mail: mesquita.b.daniel@gmail.com.

M. G. V. Reis, University of Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil, e-mail: marcosreis_9@yahoo.com.br.

M. G. Villalva, University of Campinas (UNICAMP), Campinas, São Paulo, Brasil, e-mail: marcelo@fee.unicamp.br.

II. OTIMIZADOR DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (POPS)

A. Conceitos e Características

Otimizadores de potência são dispositivos de pequenas dimensões e podem ser instalados embaixo dos módulos FV. Têm a finalidade de mitigar possíveis perdas que ocorrem em um sistema FV, assim aumentando a geração global de energia. Sua construção se dá tipicamente por meio de conversores CC/CC (corrente contínua para corrente contínua), o que adiciona uma interface complementar de conversão entre o arranjo de módulos FV e o inversor CC/CA (corrente contínua para corrente alternada) [23]. Geralmente os sistemas FV utilizam um otimizador por módulo, mas também existem no mercado opções para dois ou mais módulos.

Para mitigar as perdas em um sistema FV, usualmente o otimizador é dotado de algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) [24]. Dentre os vários algoritmos para MPPT, o Perturba e Observa (P&O) é o mais comum, devido à facilidade de implementação, podendo ser feito inclusive analogicamente com componentes discretos [25]. Outros algoritmos mais robustos necessitam de componentes com custo elevado e maior capacidade de processamento [26]. Além do mecanismo de MPPT, podem existir nos otimizadores outras funções para reduzir perdas nos módulos fotovoltaicos.

Uma característica importante no uso de otimizadores é a recuperação de energia para casos com incompatibilidade elétrica (*mismatch losses*). As perdas por incompatibilidade elétrica [27] ocorrem quando há módulos FV de diferentes especificações e tipos ou mesmo quando há variações de potência entre módulos de um mesmo modelo instalados na mesma *string*. Perdas também ocorrem quando há sombreamento parcial ou diferença de irradiância entre módulos da mesma *string*. Outro fator de perdas é o envelhecimento dos módulos, que acentua o *mismatch* [28], [29]. Com otimizadores as perdas por incompatibilidade elétrica são reduzidas [30] e isso torna o otimizador um dispositivo que pode ser utilizado mesmo em situações com pouco sombreamento, atuando apenas nas perdas por incompatibilidade elétrica.

Logo, os otimizadores permitem que o projeto de arranjos FV se torne mais flexível, isto é, com diferentes módulos, orientações, inclinações e quantidades de sombras. Devido a esses pontos positivos, vários estudos estão sendo realizados com otimizadores, buscando escolher a melhor topologia de conversor CC/CC, algoritmos e testes de protótipos [14], [15], [16], [17], [18], [19]. Na Figura 1 observa-se um exemplo de sistema FV empregando otimizadores.

B. Arquitetura de Sistemas FV Conectados à Rede sem e com Otimizadores

A principal aplicação dos otimizadores é nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), devido principalmente ao crescimento da geração distribuída (GD) [4], o que levou a novas pesquisas e descobertas. Os SFCR funcionam em paralelo com a rede elétrica, por meio de inversores CC/CA que operam no modo de fonte de corrente em sincronismo com a tensão da rede [5].



Fig. 1. Sistema FV em Israel com otimizador (POPS) SolarEdge. Fonte: [31].

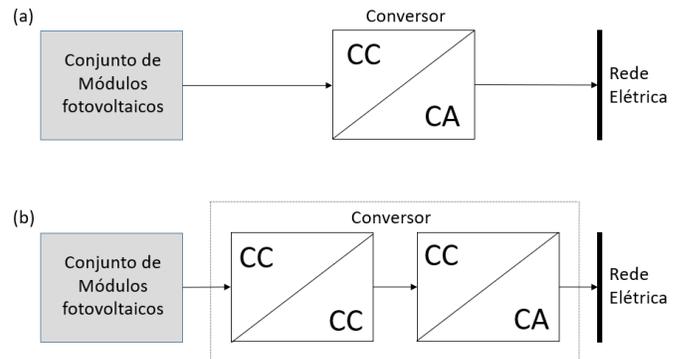


Fig. 2. Arquitetura com (a) conversor de um estágio; (b) com conversor de dois estágios.

Para SFCR têm-se duas arquiteturas básicas: arquitetura com conversor de um estágio e com conversor de dois estágios [32], [33], conforme mostra a Figura 2.

A arquitetura apresentada na Figura 2 (a), utiliza um único conversor CC/CA. Essa topologia emprega um número reduzido de componentes eletrônicos e proporciona alta eficiência, porém não oferece muita flexibilidade na faixa de tensão de entrada. Essa arquitetura é recomendada para inversores centralizados de grande potência. Um fato importante é a necessidade, nesse tipo de estrutura, do uso de um transformador de saída na frequência da rede elétrica [33].

Na Figura 2 (b) é apresentada uma arquitetura com dois estágios: CC/CC e CC/CA. Essa topologia permite um desacoplamento entre as características da rede elétrica e dos módulos FV, possibilitando uma faixa maior de tensão de operação na entrada do sistema. Além disso, essa tecnologia permite a isolamento elétrica entre o lado CC e o lado CA com o uso de transformadores de alta frequência no estágio CC/CC [33]. O conversor com dois estágios também pode ser feito sem isolamento, ou seja, sem transformador de baixa frequência na saída e sem transformador de alta frequência no estágio CC/CC.

As arquiteturas da Figura 2 são encontradas não apenas em inversores de grande porte, mas também em microinversores. Neste caso, geralmente é utilizado um microinversor (em substituição ao inversor convencional) a cada um ou dois módulos e a energia convertida por todos os microinversores do SFCR é transmitida para um barramento CA.

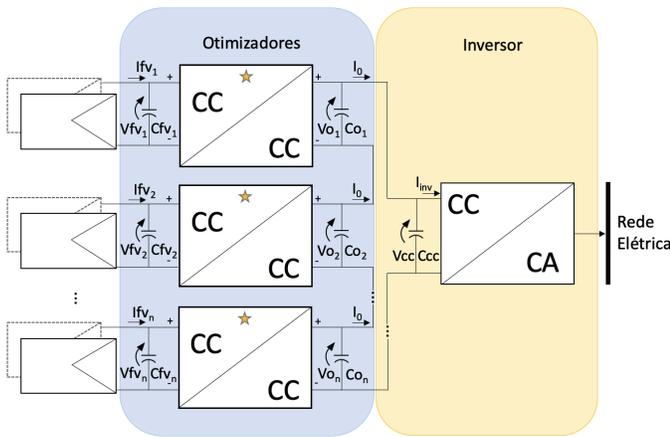


Fig. 3. Arquitetura modular com POPS em série.

Com a evolução da eletrônica de potência surgiram arquiteturas modulares [34] que empregam vários estágios CC/CC, distribuídos entre os módulos e conectados em série ou paralelo, juntamente com um estágio de saída CC/CA. É nesse tipo de arquitetura que se encaixam os otimizadores.

A Figura 3 apresenta a arquitetura modular com otimizadores em série, formando *strings* nas quais os módulos não são conectados diretamente entre si. O ponto de máxima potência é encontrado para cada módulo FV individualmente, com sistemas de MPPT existentes em cada um dos estágios CC/CC, e as tensões de saída (V_{oi}) nos capacitores de cada estágio (C_{oi}) são somadas e entregues com um valor total constante ao capacitor de entrada do inversor CC/CA.

As vantagens da arquitetura modular são, principalmente, a facilidade na manutenção de módulos FV, pois permite a isolamento do módulo FV defeituoso, sem prejudicar toda a geração do sistema FV e o uso de MPPT individual para cada módulo. Os sistemas modulares empregam um elevado número de componentes devido aos vários estágios de conversão existentes. As perdas de conversão desses componentes são compensadas pelo ganho de geração proporcionado pelos otimizadores (sobretudo pela existência de MPPT individualizado) em relação à arquitetura convencional de sistemas FV.

C. Comparação Entre Inversor de String, Microinversores e Otimizadores

A Tabela I é apresentada com o intuito de comparar as principais características dos inversores de *string*, microinversores e otimizadores. É interessante observar as diferenças para determinar qual arquitetura será utilizada em cada sistema FV projetado, sobretudo com respeito a microinversores e otimizadores.

Comparando a utilização de inversores de *string*, microinversores e POPS, uma pesquisa realizada na Califórnia (EUA) [35] apontou que o crescimento no número de instalações de sistemas com microinversores e otimizadores cresce de forma lenta, mas há uma tendência de redução de custo de tais dispositivos. Assim, no futuro otimizadores poderão se tornar comuns em todas as instalações devido às vantagens proporcionadas. Entre otimizadores e microinversores, a principal

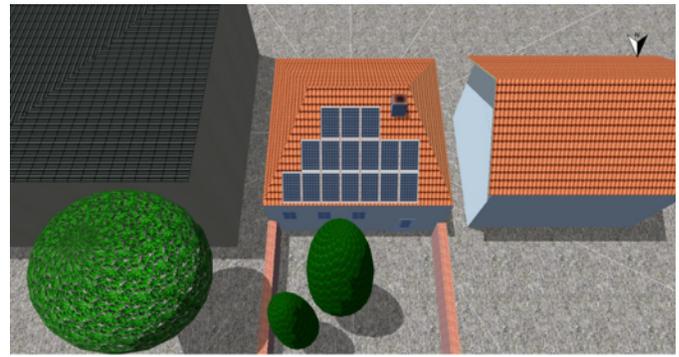


Fig. 4. Cenário utilizado nas simulações com a presença de sombreamento.

diferença é que o custo dos sistemas baseados em otimizadores consegue ser ligeiramente menor. Os otimizadores são mais simples e possuem menos componentes do que os microinversores. Para sistemas de grande potência, com muitos módulos, os otimizadores são mais vantajosos sob a óptica econômica.

III. DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Para verificar o ganho proporcionado pelo uso de otimizadores foram feitas diferentes simulações com o software PV*SOL 2018. Inicialmente, escolheram-se cinco cidades do Brasil: Belém-PA (Latitude -1.45502 e Longitude -48.5024) por ser considerado um dos melhores locais para implantação de sistemas FV no Brasil [36]; Sete Lagoas-MG (Latitude -19.4679 e Longitude -44.2477), pois o estado de Minas Gerais é o que mais possui instalações de GD no Brasil [4]; Curitiba-PR (Latitude -25.4284 e Longitude -49.2733) devido ao baixo índice de irradiação solar comparado a outras cidades do Brasil, grande quantidade de nuvens e clima frio; Campinas-SP (Latitude -22.9064 e Longitude -47.0616), por ser a cidade onde foram realizados os presentes estudos; e Paulo Afonso-BA (Latitude -9.41097 e Longitude -38.2358) devido aos bons índices solarimétricos do estado da Bahia [37] e potencialidades do local para instalação.

Nos estudos foi estabelecida a utilização de um cenário desconsiderado o sombreamento e, posteriormente, o incluindo, como mostrado na Figura 4. Ambos os cenários foram aplicados a um sistema FV, sem e com o uso de otimizadores, nas cinco cidades escolhidas. O sistema FV foi simulado em uma aplicação urbana típica, na qual há normalmente sombras que não podem ser evitadas, causadas por construções, árvores e outros obstáculos próximos. O sistema FV estudado é composto por 16 módulos FV de 270 Wp da BYD (270P6C-30), totalizando 4,32 kWp. Foram utilizados nos estudos os otimizadores SolarEdge P320-NA [38] e Tigo TS4-R-O [39].

Os otimizadores da SolarEdge [38] têm a peculiaridade de somente funcionar com inversores da mesma empresa, buscando garantir melhor compatibilidade, monitoramento e custo. A otimização do SolarEdge é baseada em MPPT. Já o Tigo [39] utiliza uma tecnologia própria de impedância equivalente, prometendo otimizar o sistema FV de forma diferente dos seus concorrentes. Outro destaque dos otimizadores da Tigo é a possibilidade de funcionar com qualquer inversor de

TABELA I
COMPARAÇÃO ENTRE INVERSORES DE *string*, MICROINVERSORES E POPS, ADAPTADO DE [35]

Quesitos	Inversores de <i>String</i>	Microinversores	POPS
Funcionamento	Uma <i>string</i> ou várias são conectadas a um inversor	Geralmente um ou dois módulos FV são conectados a um microinversor	Geralmente um ou dois módulos FV são conectados a um POPS
Sombreamento Parcial	Impacta todo o conjunto de módulos se houver mais de uma <i>string</i> paralelada	Impacta somente os módulos sombreados	Impacta somente os módulos sombreados
Desempenho com sombras	Baixo	Mais eficiente	Mais eficiente
Desempenho com módulos FV em diferentes inclinações (telhados irregulares)	Baixo	Alto	Médio
Monitoramento individual de módulos FV e verificação de problemas	Não é possível	Possível dependendo do fabricante e modelo	Possível dependendo do fabricante e modelo
Redução de Mismatch	Não	Sim	Sim
Número de componentes eletrônicos	Padrão	Elevado	Elevado
Segurança na instalação	Padrão	Alta	Alta
Isolação do Sistema em caso de manutenção	Não é possível	Possível	Possível
Custo	Baixo	Alto	Médio

string, dentro das especificações. Assim, foi necessário escolher dois inversores para as simulações. Para o sistema sem sombreamento e com o Tigo foi utilizado o inversor de *string* Ingecon Sun 4,6 TL e para o SolarEdge o inversor SE4000H. A Tabela 2 apresenta a lista completa de componentes simulados.

TABELA II
COMPONENTES UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO

Componente	Quantidades	Modelo
Módulo fotovoltaico	16	BYD 270P6C-30
Inversor padrão	1	Ingecon Sun 4,6 TL
Inversor para SolarEdge	1	SE4000H
Otimizador Tigo	16	TS4-R-O
Otimizador SolarEdge	16	P320-NA

Depois da realização das simulações, buscando entender os resultados, observou-se a norma IEC 61724-1 [40] e consideraram-se os seguintes indicadores de desempenho: rendimento final (Y_f), que é a relação entre a energia produzida na saída CA e a potência nominal do sistema FV [41]; coeficiente de rendimento (P_r) ou *performance ratio*, obtido pela relação entre a geração de energia real do sistema e a geração nominal em um ano [42]; desempenho de otimização (O_p), calculado pela comparação do Y_f em um determinado sistema com e sem otimizador. Dessa forma, é possível estabelecer o ganho obtido com a adição do otimizador a um SFCR. As equações utilizadas para os cálculos dos indicadores são apresentadas a seguir.

$$Y_f = \frac{\text{Geração Real (kWh) em um ano}}{\text{Potência Instalada (kWp)}} \quad (1)$$

$$P_r = \frac{\text{Geração Real (kWh) em um ano}}{\text{Geração Nominal (kWh) em um ano}} \quad (2)$$

$$O_p = \frac{(Y_{f_otimizado} \times 100)}{Y_{f_sem_otimizar}} - 100 \quad (3)$$

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados das simulações são apresentados nas tabelas III a VII, sendo separadas por cidade, considerando os indicadores comentados anteriormente.

TABELA III
SIMULAÇÕES PARA CIDADE DE BELÉM-PA

Cenário	Otimizador	Y_f	P_r	O_p
Sem sombras	Sem POPS	1.370,44 kWh/kWp	84,10 %	-
	SolarEdge	1.433,18 kWh/kWp	88,00 %	4,58 %
	Tigo	1.398,70 kWh/kWp	85,80 %	2,06 %
Com sombras	Sem POPS	1.156,39 kWh/kWp	72,20 %	-
	SolarEdge	1.245,29 kWh/kWp	77,70 %	7,69 %
	Tigo	1.213,33 kWh/kWp	75,70 %	4,92 %

TABELA IV
SIMULAÇÕES PARA CIDADE DE SETE LAGOAS-MG

Cenário	Otimizador	Y_f	P_r	O_p
Sem sombras	Sem POPS	1.430,02 kWh/kWp	85,70 %	-
	SolarEdge	1.496,03 kWh/kWp	89,70 %	4,62 %
	Tigo	1.459,42 kWh/kWp	87,50 %	2,06 %
Com sombras	Sem POPS	1.092,07 kWh/kWp	67,10 %	-
	SolarEdge	1.210,50 kWh/kWp	74,30 %	10,84 %
	Tigo	1.168,47 kWh/kWp	71,80 %	7,00 %

TABELA V
SIMULAÇÕES PARA CIDADE DE CURITIBA-PR

Cenário	Otimizador	Y_f	P_r	O_p
Sem sombras	Sem POPS	1.302,61 kWh/kWp	86,80 %	-
	SolarEdge	1.361,09 kWh/kWp	90,70 %	4,49 %
	Tigo	1.329,49 kWh/kWp	88,60 %	2,06 %
Com sombras	Sem POPS	994 kWh/kWp	68,00 %	-
	SolarEdge	1.099,87 kWh/kWp	75,20 %	10,65 %
	Tigo	1.065,25 kWh/kWp	73,00 %	7,17 %

TABELA VI
SIMULAÇÕES PARA CIDADE DE CAMPINAS-SP

Cenário	Otimizador	Y_f	P_r	O_p
Sem sombras	Sem POPS	1.431,44 kWh/kWp	85,40 %	-
	SolarEdge	1.496,95 kWh/kWp	89,30 %	4,58 %
	Tigo	1.460,93 kWh/kWp	87,20 %	2,06 %
Com sombras	Sem POPS	1.097,53 kWh/kWp	67,00 %	-
	SolarEdge	1.216,41 kWh/kWp	74,30 %	10,83 %
	Tigo	1.175,90 kWh/kWp	71,80 %	7,14 %

TABELA VII
SIMULAÇÕES PARA CIDADE DE PAULO AFONSO-BA

Cenário	Otimizador	Y_f	P_r	O_p
Sem sombras	Sem POPS	1.412,68 kWh/kWp	84,60 %	-
	SolarEdge	1.477,59 kWh/kWp	88,50 %	4,60 %
	Tigo	1.441,67 kWh/kWp	86,40 %	2,05 %
Com sombras	Sem POPS	1.103,51 kWh/kWp	66,90 %	-
	SolarEdge	1.214,17 kWh/kWp	73,60 %	10,03 %
	Tigo	1.174,37 kWh/kWp	71,10 %	6,42 %

O melhor desempenho de otimização (O_p) com sombreamento, foi obtido para a cidade de Sete Lagoas-MG, quando considerado o sistema da SolarEdge, e Curitiba-PR quando considerado o sistema da Tigo. Já o menor desempenho de otimização foi na cidade de Belém-PA, pois o sistema já estava com boa geração, mesmo com sombreamento em parte do dia, devido aos bons índices solarimétricos da região.

Quando considerado o sistema sem sombreamento, o desempenho de otimização foi semelhante para todos, pois nesse caso a melhoria ocorre devido à atuação do otimizador nas perdas por *mismatch*, que são similares nos diferentes locais, já que o sistema FV é sempre o mesmo. Já o coeficiente de rendimento (P_r) e o rendimento final (Y_f) foram maiores em comparação com o sistema sombreado. É válido destacar que o P_r não retrata a quantidade de geração de energia elétrica, mas a eficiência na produção da mesma para determinada região.

Ao simular o sistema com otimizadores em locais com bons índices solarimétricos, afetados pelo sombreamento do cenário simulado, como Belém-PA, o O_p foi menor que em outras cidades. Ou seja, possivelmente o aumento na geração de energia elétrica não compensa o custo da arquitetura. O inverso aconteceu para lugares como Curitiba-PR e Campinas-SP, que possuem índices solarimétricos menores e muita formação de nuvens, sendo mais profícuo o uso de otimizadores.

As Figuras 5-9 mostram gráficos da geração de energia

elétrica a longo prazo para cada cidade, considerando o sombreamento. Belém-PA apresentou a maior conversão de energia devido ao melhor índice solarimétrico – e mesmo sem o otimizador atingiu geração próxima a outras cidades com otimizador, superando Curitiba-PR, por exemplo. Os resultados das cidades de Sete Lagoas-MG, Campinas-SP e Paulo Afonso-BA foram próximos, seguindo uma tendência na energia elétrica produzida.

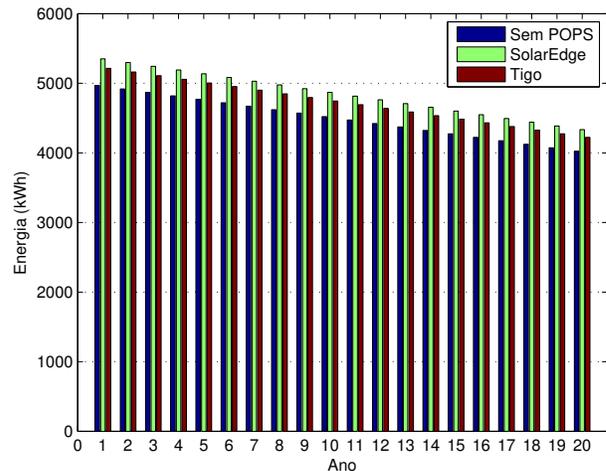


Fig. 5. Geração de energia ao longo prazo do projeto para região de Belém-PA, considerando o sombreamento.

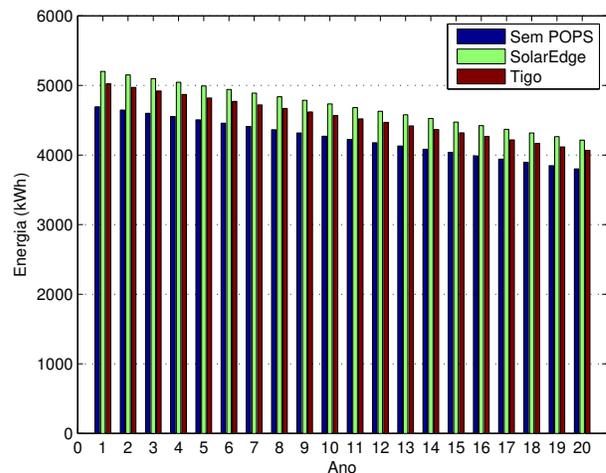


Fig. 6. Geração de energia ao longo prazo do projeto para região de Sete Lagoas-MG, considerando o sombreamento.

No geral, foi possível notar bom desempenho dos dois modelos de otimizadores. Os melhores resultados, todavia, foram obtidos com os otimizadores Solar Edge. A diferença de desempenho entre os otimizadores pode estar relacionada com a proposta dos modelos na forma de realizar a otimização, além do fato de o sistema da SolarEdge empregar inversor próprio para otimizadores da marca, sem MPPT. Isso permite que o inversor tenha menor número de componentes e consequentemente seja mais eficiente, além de ser mais barato.

V. CONCLUSÃO

Este trabalho contribuiu com informações sobre otimizadores de potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O artigo mostrou como os POPS podem atuar em diferentes locais, verificando o seu comportamento em um sistema FV urbano em comparação com outras arquiteturas. Foram realizadas diversas simulações no software PV*SOL, analisando-se a influência do sombreamento para cinco cidades, utilizando-se dois modelos de POPS. Como resultado, os melhores desempenhos de otimização (O_p) foram 10,84 % para sistema com SolarEdge em Sete Lagoas-MG e 7,17 % para sistema com Tigo em Curitiba-PR, locais em que se apresentaram elevadas perdas com sombreamento. Os menores O_p ocorreram na cidade de Belém-PA, com 7,69 % para SolarEdge e 4,92 % para Tigo, em virtude do bom índice solarimétrico desse local, fator que ajudou a se obter maior conversão de energia mesmo em situações com sombreamento, o que causa a redução do O_p . Assim, a arquitetura com POPS é indicada como possível solução, principalmente, para locais com índice solarimétrico baixo, com facilidade na formação de nuvens e com situações de sombreamento. Recomenda-se sempre a realização de simulações para decidir a necessidade de aplicação dos otimizadores em cada local e sistema. Otimizadores podem ser uma boa opção para aumentar a eficiência de um sistema fotovoltaico e podem passar a ser empregados em larga escala num futuro próximo, principalmente com a tendência de redução do custo da eletrônica de potência.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi apoiado pelas agências CNPq, CAPES e FAPESP (2016/08645-9) e pela empresa CPFL (Projeto ANEEL-PA3032), sendo realizado no Laboratório de Eletrônica de Potência (LEPO) da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp (FEEC). Os autores agradecem aos revisores da *IEEE LATAM* pelas contribuições.

REFERÊNCIAS

- [1] M. De Lima Pereira and J. Renato De Brito Sousa, "Monitoring Systems Used in Photovoltaic Microgeneration: A Review," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 9, pp. 1671–1676, 2017.
- [2] I. Lemos, "Fontes Alternativas de Energia na Geração de Eletricidade: Aplicações e perspectivas das células fotovoltaicas e outras fontes de energia," *Monografia de Pós-graduação em Fontes Alternativas de Energia*, Universidade Federal de Lavras, Lavras, MG, 2005.
- [3] J. N. Mayer; D. S. Philipps; N. S. Hussein; T. Schlegl and C. Senkpiel, "Current and Future Cost of Photovoltaics Current and Future Cost of Photovoltaics," *Agora Energiewende*, 2015.
- [4] J. L. de S. Silva; M. M. Cavalcante; R. Machado; M. R. da Silva; D. B. de M. Delgado; M. Carvalho, "Análise do crescimento da geração distribuída: Estudo de caso do Brasil com ênfase no estado de Minas Gerais," *Rev. Eng. e Tecnol.*, vol. 10, no. May, pp. 169–183, 2018.
- [5] M. G. Villalva, *Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações*. 2 ed. São Paulo: Saraiva, 2015.
- [6] M. M. Fouad, L. A. Shihata, and E. S. I. Morgan, "An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. July 2016, pp. 1499–1511, 2017.
- [7] H. S. Moreira, T. P. E. Oliveira, M. V. G. Dos Reis, J. F. Guerreiro, M. G. Villalva, and T. G. De Siqueira, "Modeling and simulation of photovoltaic systems under non-uniform conditions," *2017 IEEE 8th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2017*, 2017.

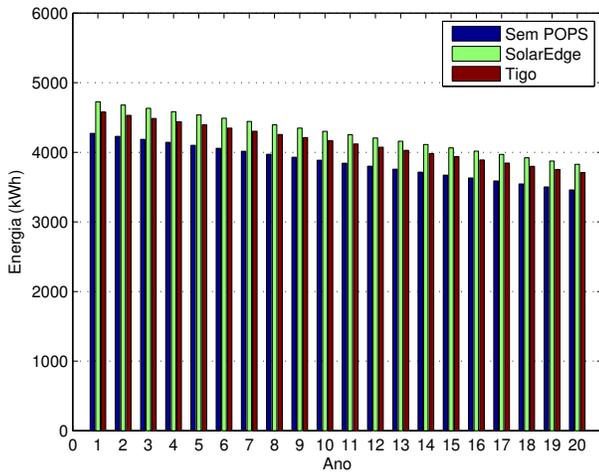


Fig. 7. Geração de energia ao longo prazo do projeto para região de Curitiba-PR, considerando o sombreamento.

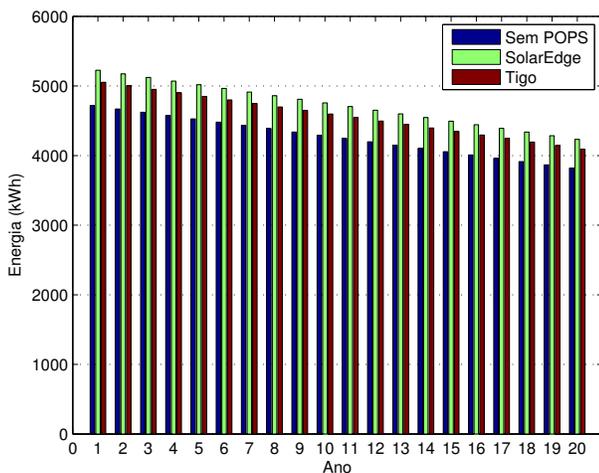


Fig. 8. Geração de energia ao longo prazo do projeto para região de Campinas-SP, considerando o sombreamento.

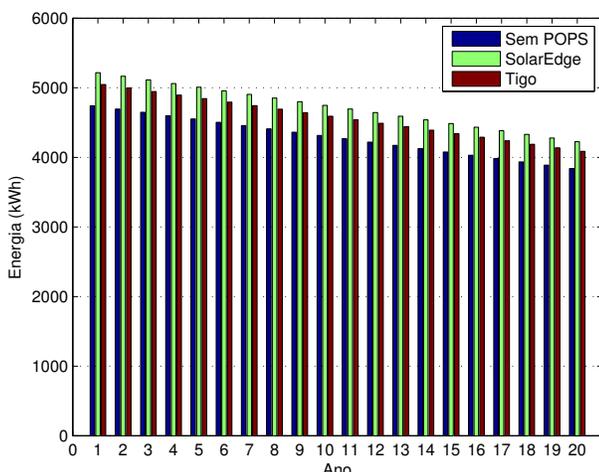


Fig. 9. Geração de energia ao longo prazo do projeto para região de Paulo Afonso-BA, considerando o sombreamento.

- [8] N. Gheitsi, Alireza; Almaliky, Ali; Albaqawi, "Development of an Automatic Cleaning System for PV Plants," vol. 3, pp. 7–10, 2015.
- [9] A. Bidram, A. Davoudi, and R.S. Balog, "Control and circuit techniques to mitigate partial shading effects in photovoltaic arrays," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, no. 4, pp. 532–546, 2012.
- [10] C. T. K. Kho, J. Ahmed, S. Kashem and Y.L. Then, "A comprehensive review on pv configurations to maximize power under partial shading," *TENCON 2017 – 2017 IEEE Region 10 Conference*, Nov. 2017, pp. 736–768.
- [11] H. S. Moreira, M. V. G. dos Reis, K. B. de Melo, M. K. da Silva, M. G. Villalva, T. G. de Siqueira, "Comparação entre Métodos de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos sob Condições de Sombreamento Parcial," *XXII Congresso Brasileiro de Automática*, Set. 2018, João Pessoa - Brasil.
- [12] G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "An analog technique for distributed MPPT PV applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 12, pp. 4713–4722, 2012.
- [13] A. Hassan, A. Dash, and D. De, "Comparison of converter structures for residential PV system with module based maximum power point tracking," *Int. Conf. Technol. Smart City Energy Secur. Power Smart Solut. Smart Cities, ICSESP 2018 - Proc.*, vol. 2018–Janua, no. Mic, pp. 1–6, 2018.
- [14] M. Azab, "DC power optimizer for PV modules using SEPIC converter," 2017 IEEE Int. Conf. Smart Energy Grid Eng., pp. 74–78, 2017.
- [15] G. Graditi and G. Adinolfi, "Temperature influence on photovoltaic power optimizer components reliability," *SPEEDAM 2012 - 21st Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, pp. 1113–1118, 2012.
- [16] M. Forcan, J. Tuševljak, S. Lubura, and M. Šoja, "Analyzing and Modeling the Power Optimizer for Boosting Efficiency of PV Panel," *IX Symp. Ind. Electron. INDEL*, pp. 189–193, 2012.
- [17] S. M. Chen, T. J. Liang, and K. R. Hu, "Design, Analysis, and Implementation of Solar Power Optimizer for DC Distribution System," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 4, pp. 1764–1772, 2013.
- [18] C. Deline and S. Macalpine, "Use conditions and efficiency measurements of DC power optimizers for photovoltaic systems," *2013 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2013*, pp. 4801–4807, 2013.
- [19] K. Elkamouny, B. Lakssir, M. Hamedoun, A. Benyoussef, and H. Mahmoudi, "Simulation, Design and Test of an Efficient Power Optimizer Using DC-DC Interleaved Isolated Boost," *14th International Multi-Conference on System, Signals & Devices (SSD)*, 2017, pp. 518–525.
- [20] O. Khan and W. Xiao, "An Efficient Modeling Technique to Simulate and Control Submodule-Integrated PV System for Single-Phase Grid Connection," *IEEE Trans. on Sust. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 96–107, Jan. 2016.
- [21] S. H. Hosseini, R. S. Alishah and A. Z. Gharehkhoushan, "Enhancement of extracted maximum power from partially shaded multi-string PV panels using a new cascaded high step-up DC-DC-AC converter," *Inter. Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, Bursa, 2015.
- [22] PV*SOL. PV Software PV*SOL premium, 2018 [Online]. Available: <http://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>. Accessed on: Sep 23, 2018.
- [23] R. Orduz, J. Solórzano, M. Á. Egado, and E. Román, "Analytical study and evaluation results of power optimizers for distributed power conditioning in photovoltaic arrays," *Prog. photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, pp. 359–373, 2013.
- [24] P. Tsao, "Simulation of Pv Systems With Power Optimizers and Distributed Power Electronics," *Photovolt. Spec. Conf. (PVSC)*, 2010 35th IEEE, pp. 389–393, 2010.
- [25] D. Lemos, "Algoritmo MPPT para Conversor CC-CC para aplicação em Painéis Fotovoltaicos Engenharia Electrotécnica e de Computadores," *Dissertação de Mestrado*, Técnico Lisboa, 2015.
- [26] T. ESRAM and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.
- [27] S. Shirzadi, H. Hizam, and N. I. A. Wahab, "Mismatch losses minimization in photovoltaic arrays by arranging modules applying a genetic algorithm," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 467–478, 2014.
- [28] Y. Mahmoud and E. F. El-Saadany, "Enhanced Reconfiguration Method for Reducing Mismatch Losses in PV Systems," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 6, pp. 1746–1754, 2017.
- [29] T. S. Wurster and M. B. Schubert, "Mismatch loss in photovoltaic systems," *Sol. Energy*, vol. 105, pp. 505–511, 2014.
- [30] S. MacAlpine, C. Deline, R. Erickson, and M. Brandemuehl, "Module mismatch loss and recoverable power in unshaded PV installations," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 1388–1392, 2012.
- [31] Wind&sun, Inc. SolarEdge Power Optimisers, 2018 [Online]. Available: <http://www.windandsun.co.uk/products/Inverters/SolarEdge/SolarEdge-Power-Optimisers#.W6d73JRFHo>. Accessed on: Sep 23, 2018.
- [32] M. M. Casaro; D. C. Martins, "Processamento Eletrônico da Energia Solar Fotovoltaica em Sistemas Conectados à Rede Elétrica," *Revista Controle & Automação*, vol. 21, n. 2, pp. 159–172, Março/Abril 2010.
- [33] M. G. Villalva, "Conversor Eletrônico de Potência Trifásica para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica," *Tese de doutorado*, Campinas-SP, 2010.
- [34] L. Zhang; K. Sun; Y. Xing; L. Feng; G. Hongjuan, "A Modular Grid-Connected Photovoltaic Generation System Based on DC Bus," *IEEE Transaction On Power Electronics*, vol. 26, n. 2, pp. 523–531, 2011.
- [35] R. Fu, D. Chung, T. Lowder, D. Feldman, K. Ardani, R. Fu, D. Chung, T. Lowder, D. Feldman, and K. Ardani, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017 U.S.," *Nrel*, no. September, pp. 1–66, 2017.
- [36] Pensamento verde. Estudo identifica as melhores cidades para receber projetos em energia solar, 2016 [Online]. Available: <https://goo.gl/2EnnxA>. Accessed on: Sep 23, 2018.
- [37] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. De Abreu, and R. Rütther, *Brazilian Atlas of Solar Energy*. 2006.
- [38] SolarEdge Technologies, "Power Optimizer," 2018.
- [39] Tigo, "TS4 Platform One Smart Platform," 2018.
- [40] IEC. IEC 61724-1:2017, Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/33622>. Accessed on: 23/09/2018.
- [41] I. dos S. Mendes, "Avaliação do desempenho do sistema de mini-geração fotovoltaico na Faculdade de Ciências," *Dissertação de Mestrado*, Universidade de Lisboa, 2016.
- [42] SMA Solar Technology AG, "Performance ratio," pp. 1–9, 2015.



João Lucas de Souza Silva é Mestrando em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Especialista em Docência no Ensino Superior pelo Centro Universitário Leonardo da Vinci, Uniasselvi (2018), Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrotécnica no Instituto Federal da Bahia, IFBA (2017). Premiado em concurso do CREA-BA (Prêmio Arlindo Fragoço - 2016), no Concurso Uma Ideia na Cabeça, uma Inovação na Mão (2015) e conseguindo o TOP30 no EDP OPEN INNOVATION (2017). Atualmente dedica-se ao estudo de Otimizadores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede. Linhas de Pesquisas: Energia Elétrica, Eletrônica de Potência e Sistemas Fotovoltaicos.



Hugo Soeiro Moreira é doutorando e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Campinas (UNICAMP), graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Participou de intercâmbio acadêmico na *École Supérieure d'Informatique Électronique Automatique* de Paris - ESIEA como bolsista do programa BRAFITEC. Tem como foco o estudo do comportamento de sistemas fotovoltaicos sob condições de sombreamento e de algoritmos para *Maximum power point tracking* (MPPT), sendo realizado a pesquisa no Laboratório de Eletrônica de Potência da Unicamp (LEPO). Linhas de Pesquisa: Energia Solar Fotovoltaica e Eletrônica de Potência.



Daniel Bastos de Mesquita é Mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade de Campinas (UNICAMP), graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Possui experiência na área de projetos elétricos, sistemas fotovoltaicos, eficiência energética e ensaios em equipamentos de alta tensão. Atualmente dedica-se ao estudo de ensaios e requisitos para certificação de módulos fotovoltaicos apoiado pela BYD energy. Linhas de Pesquisa: Energia Elétrica, Sistemas Fotovoltaicos, Eletrônica de Potência, Geração Distribuída, Certificação de Módulos Fotovoltaicos.



Marcos Vinícios Gomes dos Reis é doutorando e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de Campinas (UNICAMP), graduado em Engenharia de Computação pela Pontifícia Universidade Católica de Goiás, PUC Goiás (2013). No período de setembro de 2012 a agosto de 2013, estudou nos Estados Unidos na *University of Texas at El Paso*, UTEP, como aluno bolsista de Graduação Sanduíche no Exterior pelo Programa Ciência sem Fronteiras/CNPq. Tem como foco de pesquisa o estudo e implementação de estratégias de detecção de ilhamento em Inversores para Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída. Linhas de Pesquisa: Energia Solar Fotovoltaica e Eletrônica de Potência.



Marcelo Gradella Villalva é Professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC), Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Graduado, Doutor e Mestre em Engenharia Elétrica pela UNICAMP. Possui experiência em eletrônica de potência, energia solar fotovoltaica, acionamentos elétricos, filtros ativos, sistemas de controle e processamento digital. Áreas de pesquisa atuais: eletrônica de potência, energias renováveis, geração distribuída, acionamento de máquinas elétricas, redes inteligentes, veículos elétricos e qualidade de energia. Membro da Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP), do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e da Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS).