

ESTUDO DE PERFORMANCE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO OPERANDO NA BAIXADA SANTISTA

Júlia de Oliveira Gonzalez – julia.gonzalez@unifesp.br

Fernando Ramos Martins

Instituto do Mar, Universidade Federal de São Paulo - Campus Baixada Santista.

Rodrigo Santos Costa

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, SP.

Resumo. *O litoral brasileiro, em especial a Região Metropolitana da Baixada Santista (RMBS), tem grande demanda por desenvolvimento social, econômico e ambiental. O setor de geração de energia solar fotovoltaica (FV) está em crescente expansão e ultrapassou 10 GW de potência instalada no Brasil, em 2021. Isso o torna uma fonte de oportunidades de inovação e desenvolvimento socioeconômico para a RMBS — área de grande densidade populacional. O presente trabalho apresenta a avaliação de desempenho de um sistema FV instalado na Universidade Federal de São Paulo, campus Baixada Santista, em Santos/SP. O sistema FV opera próximo ao maior Porto da América Latina, responsável por grande parcela das emissões de material particulado na atmosfera. Santos apresenta clima tropical com inverno seco e verão úmido bem caracterizados temporalmente. Esta pesquisa de mestrado investigou o desempenho do sistema FV entre outubro/2020 e setembro/2021, incluindo aspecto financeiro do investimento em geração FV distribuída. A metodologia envolveu a aquisição de dados meteorológicos ambientais e de dados de operação do sistema FV estudado; e a utilização de ferramentas computacionais para a simulação de operação e para a avaliação dos indicadores de desempenho do sistema FV estudado. Os parâmetros de desempenho mostraram valores superiores ou similares aos de outros sistemas operados em cidades não costeiras brasileiras e em cidades costeiras no exterior. Por fim, o sistema FV mostrou desempenho superior ao simulado pela ferramenta SOLergo no que se refere à energia gerada, provavelmente em razão da influência de variáveis ambientais locais não consideradas nas simulações numéricas.*

Palavras-chave: *Geração solar fotovoltaica, Parâmetros de desempenho, Baixada Santista.*

1. INTRODUÇÃO

O território brasileiro está quase inteiramente na região tropical, o que favorece alta incidência de irradiação solar ao longo do ano (Martins et al., 2017). A participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira aumentou rapidamente no Brasil nos últimos anos, atingindo 10.859 MW de potência instalada, em setembro de 2021 (ABSOLAR, 2021b). Destaca-se a marca histórica ultrapassada em usinas de grande porte e em pequenos e médios sistemas instalados (ABSOLAR, 2021a) aproximadamente 7 anos antes do que era esperado (EPE, 2020). O Plano Decenal de Energia (PDE) do Brasil prevê que a energia solar contribua com cerca de 97% da geração distribuída em 2031 com potência instalada da ordem de 26 GW no cenário de referência estabelecido pela EPE (EPE, 2021).

Este presente trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de sistema fotovoltaico operando em Santos, cidade costeira de médio porte localizada no estado de São Paulo, sudeste do Brasil. Santos apresenta clima tropical úmido, com altas temperaturas médias (acima de 19°C por todo o ano) e inverno quente (INMET, 2021). O Atlas Brasileiro de Energia Solar aponta que a área recebe média anual diária de Irradiação Global Horizontal (GHI) em torno de 4.200 Wh/m².dia, atingindo seu valor máximo de até 5.400 Wh/m².dia, em fevereiro; e mínimo de 2.900 Wh/m².dia, em junho (Martins et al., 2017). As principais atividades econômicas da região incluem o maior porto da América Latina, transporte de cargas, turismo e setor de serviços. Além disso, Santos está próxima da principal zona industrial petroquímica de São Paulo. Essas intensas atividades econômicas induzem emissões significativas de material particulado na atmosfera. O artigo investiga o desempenho do sistema fotovoltaico sob as condições ambientais e meteorológicas locais típicas (de Azevedo Dias et al., 2017) em regiões litorâneas semelhantes às de Santos.

2. METODOLOGIA

2.1 Configuração experimental

O sistema fotovoltaico de 1,3 kW_p está instalado no Edifício Mariângela Duarte da Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP) – Santos (vide Fig. 1). O sistema fotovoltaico compreende 4 módulos fotovoltaicos de 330 W_p, modelo AS-6P, de silício policristalino (p-Si) da fabricante Amerisolar. Os módulos fotovoltaicos estão inclinados com inclinação fixa em 22,8° e voltados para o norte geográfico. O inversor é do modelo 1500-SS, fabricado pela PHB, com potência de 1,5 kW. O PHB *Logger Pro* é usado para armazenar os dados do sistema fotovoltaico. Finalmente, um piranômetro classe

1, modelo CMP11 da *Kipp & Zonen*, foi instalado para monitorar a irradiância solar incidente no plano inclinado do sistema fotovoltaico.

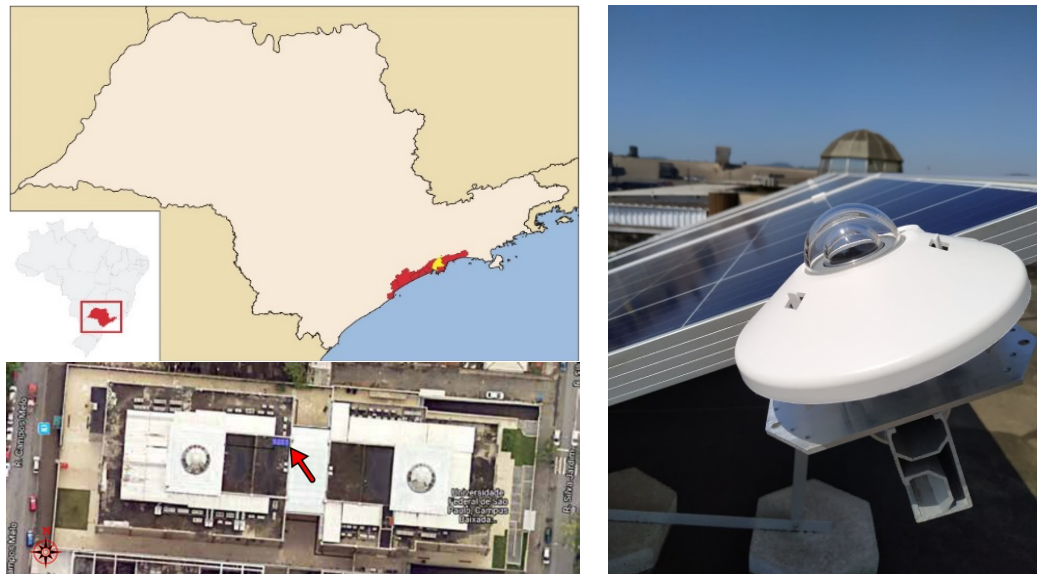


Figura 1 - Localização do sistema fotovoltaico estudado, em Santos – RMBS – São Paulo, Brasil.

Fonte: Adaptado de Freitas (2006) e elaborado pelos autores.

2.2 Base de dados

A base de dados utilizada no estudo é composta por:

- **Dados de operação do sistema:** compreende registros da Tensão Nominal do Módulo FV (V_{mp}) e Corrente Nominal do Módulo FV (I_{mp}), Tensão de Saída do Inversor, em CA (V_{AC}), Corrente de Saída do Inversor, em CA (I_{AC}), Frequência de Saída do Inversor, em CA (F_{AC}), Potência de Saída do Inversor, em CA (P_{AC}), Temperatura do Módulo FV (T_{mod}) e Energia produzida (E_{AC});
- **Irradiância no plano inclinado:** registro de dados de irradiância solar incidente no plano inclinado (mesma inclinação do sistema FV);
- **Sistema QUALAR (CETESB, 2021):** dados meteorológicos observados nas estações da rede QUALAR, localizadas na Ponta da Praia - PP (a aproximadamente 5 km do sistema FV) e no Hospital Guilherme Álvaro - GA (a aproximadamente 2 km do sistema FV);
- **Estação meteorológica (Machado e Barbosa, 2021):** dados meteorológicos disponibilizados pela estação parceira em operação na mesma localização do sistema de estudo.

Os dados meteorológicos mencionados acima (Temperatura, Umidade Relativa, Irradiância Global Horizontal e Velocidade do Vento) são armazenados em uma resolução de tempo de 10 minutos (CETESB, 2021; MACHADO; BARBOSA, 2021). O conjunto de dados armazenado foi fundamental para a avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico estudado.

2.3 Parâmetros de desempenho

A Tab. 1 lista os parâmetros de desempenho utilizados no estudo conforme definidos por IEA-PVPS (2014). A Produtividade final (Y_f) avalia a produção de energia (E_{AC}) em relação à capacidade de potência instalada (P_0). Pode ser entendida como o número de horas que o sistema funcionou com potência máxima. A Produtividade de referência (Y_r) compara a energia de entrada na superfície do módulo (H_f) com a irradiância de referência (G_{STC}) apresentada na certificação do módulo.

A Razão de Desempenho (PR) relaciona Y_f e Y_r . Ela é independente da irradiação solar e útil para comparar o desempenho de sistemas FVs. Ela leva em consideração as perdas ópticas e radiativas (pré-conversão), perdas do inversor, perdas térmicas e perdas de condução. Por isso, a PR é útil para medir a taxa de desempenho ao longo da operação do sistema, pois pode ajudar a identificar as causas das perdas de rendimento no caso de uma deterioração, por exemplo. O CF mede a razão entre a saída de eletricidade real e a máxima possível (GONZALEZ; MARTINS, 2021).

Os parâmetros de desempenho adotados permitem comparar a performance de sistemas de várias localidades distribuídas pelo mundo; tendo eles diferentes configurações, *designs* e tecnologias de conversão FV (FUSANO, 2013; WOYTE et al., 2013).

Tabela 1 - Principais parâmetros de desempenho.

MEDIDA	EQUAÇÃO	UNIDADE
Produtividade Final	$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0}$	kWh/kW_p
Produtividade de Referência	$Y_r = \frac{H_I}{G_{STC}}$	kWh/kW_p
Perdas do Sistema FV	$L_S = Y_A - Y_f$	kWh/kW_p
Razão de Desempenho	$PR = \frac{100 \times Y_f}{Y_r}$	%
Fator de Capacidade	$CF = \frac{100 \times E_{AC}}{P_0 \times 365 \times 24}$	%

Fonte: IEA-PVPS (2014).

2.4 Comparação do sistema FV da UNIFESP com outros sistemas FVs operando no Brasil e mundo

Neste estudo, comparamos o sistema em operação na UNIFESP com outros sistemas FVs instalados, sendo dois no interior do Brasil (Aratiba – RS e Itiquira – MT) (vide Tab. 2); e duas localidades costeiras no exterior, (Delft – Holanda e Stellenbosch – África do Sul) (vide Tab. 3). Todos os sistemas FVs utilizam tecnologia p-Si.

A estação de Itiquira apresenta coordenadas 17° S, 54° O, localizada na região Centro-Oeste do Brasil. Itiquira, segundo a classificação climática de Köppen (1948), é caracterizada pelo clima Aw - tropical, com inverno seco e estação chuvosa no verão (de novembro a abril). A estação de Aratiba está instalada nas coordenadas 27° S, 52° O, na região Sul do Brasil (abaixo do Trópico de Capricórnio), caracterizada pelo clima Cfa - subtropical, com verão quente. O clima Cfa apresenta temperaturas superiores a 22°C no verão e mais seco (KÖPPEN, 1948; DOLLA; NASPOLINI; RÜTHER, 2020).

Com relação à comparação com as cidades costeiras no exterior, ressalta-se a diferença entre as condições climáticas diversas a que estão sujeitas devido às suas localizações geográficas bastante distintas. As cidades se localizam em três continentes diferentes (Santos - América do Sul, 23° S, 46° O; Delft – Europa, 51° N, 4° L; Stellenbosch – África, 33° S, 18° L) e, por isso, duas das cidades podem sofrer influências climáticas e ambientais mais parecidas por se localizarem no hemisfério sul do globo, enquanto Delft se localiza no hemisfério norte.

2.5 Simulação do software SOLergo

O software SOLergo foi utilizado para a simulação do sistema FV instalado (Hyper Energy do Brasil LTDA., 2020). Este pacote computacional utiliza dados de irradiação solar incidente disponibilizados no Atlas Brasileiro de Energia Solar (MARTINS et al., 2017). Assim, foi possível comparar a simulação numérica com os dados reais observados pelo piranômetro e pelo sistema FV instalados na UNIFESP (vide Fig. 6a).

Apesar do sistema fotovoltaico instalado na UNIFESP ser composto por 4 módulos de 330 W — totalizando capacidade instalada (P_0) de 1,32 kW_p — e um inversor de 1,5 kW, a simulação foi realizada considerando o sistema composto por 6 módulos de 330 W, totalizando uma P_0 de 1,98 kW_p , com o mesmo inversor. O custo de instalação FV considerado foi de R\$ 12.256,20, com base na aplicação da Eq. (1): assumiu-se a média de instalação brasileira em R\$ 6,19 para instalações de até 2 kW_p , conforme estudo de Greener (2020).

$$\begin{aligned} \text{Preço final} &= 1,98 (kW_p) \times [6,19 (R\$/kW_p)] \\ \text{Preço final} &= R\$ 12.256,20 \end{aligned} \quad (1)$$

A simulação considerou uma vida útil estimada de 30 anos (com até 80% da eficiência), sofrendo degradação da produção de 0,8% ao ano, conforme informações fornecidas pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos (AMERISOLAR, 2018). Como se trata de um estudo de caso para avaliação do retorno econômico de um pequeno sistema de geração, os cálculos foram realizados adotando o consumo de energia típico de 3.000 kWh/ano (equivalente ao consumo de família brasileira de quatro pessoas com bom poder de compra) e o valor da tarifa padrão de energia igual a 0,7538 R\$/kWh.

A Fig. 2 indica um comportamento típico de consumo energético no Brasil: consumo maior nos meses mais quentes (verão - dezembro a março) devido à utilização de sistemas de climatização de ambientes; e redução de consumo nos meses mais frios (inverno - junho a setembro) — lembra-se aqui que, em geral, o Brasil, não necessita de sistema de calefação/aquecimento, como ocorre em países do hemisfério norte. Além disso, a figura indica uma tendência de geração um pouco menor do que o consumo. Em meses que consumo e geração se aproximam muito, surge o custo de disponibilidade, indicando que, mesmo que a geração seja suficiente para o consumo, o consumidor pagará valor mínimo relativo ao custo de disponibilidade da concessionária (valores relacionados ao tipo de contratação de energia, sendo bifásico ou trifásico).

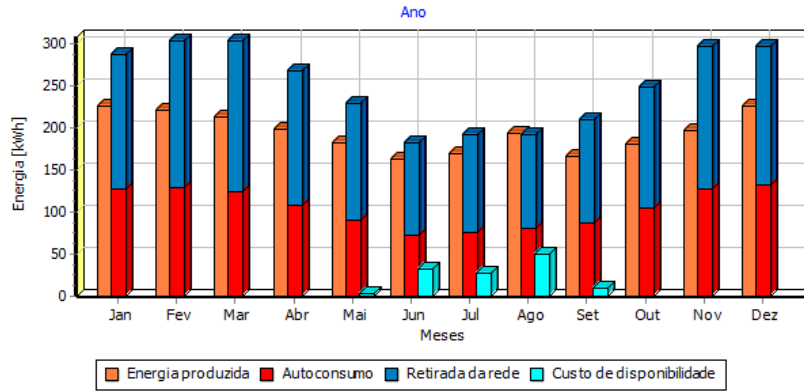


Figura 2 - Consumo e geração do sistema simulado de 1,98 kW_p, instalado na UNIFESP (kWh/ano).

Fonte: Adaptado de Hyper Energy do Brasil LTDA. (2020).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Parâmetros de desempenho

O histograma apresentado na Fig. 3 indica a distribuição de frequência da diferença entre a temperatura dos módulos fotovoltaicos e a temperatura ambiente. O período chuvoso (Fig. 3c) apresentou distribuição similar à observada no período anual, com média de 7,08 °C e desvio-padrão em 4,06 °C. Porém, no período seco (Fig. 3b), houve aumento do valor médio (7,22 °C), com redução do desvio-padrão (3,76 °C).

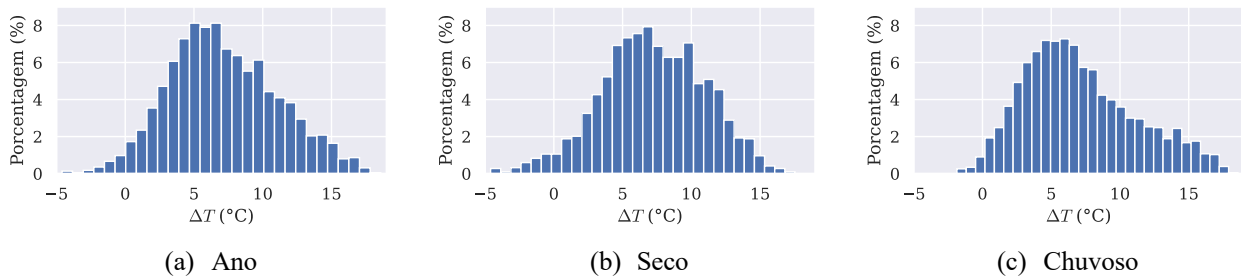


Figura 3 - Distribuição de $\Delta T = T_{mod} - T_{amb}$.

Fonte: Elaborado pelos autores.

A Fig. 4 mostra os valores médios mensais dos parâmetros de desempenho do sistema FV estudado. A Fig. 4a indica que o fator de capacidade CF e a eficiência do sistema η_{SYS} variaram em torno de 15% durante todo o ano; enquanto o PR se manteve dentro do intervalo de 83% (setembro) a 95% (novembro), com média de 92% ao longo do ano. Ressalta-se a menor altura das barras nos meses de outubro/2020 e julho/2021 (Fig. 4b), que foram os meses onde houve ausência de dados observados durante um período de dias. Porém, isso não afeta a interpretação, já que foram excluídos os pares de dados em que alguma das variáveis (por exemplo: radiação do piranômetro de estudo) estivesse ausente. Durante todos os meses, Y_r foi maior que Y_f . O fato de haver perdas (L_s) baixas indica a tendência de boa geração, em geral apresentando maior geração do que o estimado pelo *software* SOLergo (Fig. 6b). Também é possível notar na Fig. 4b que as perdas foram baixas durante todo o ano, com ligeiro aumento em maio e setembro. A carga de particulados (MP_{10}) é, em geral, maior no mês de maio (vide Fig. 7a), o que pode contribuir para perdas maiores no período devido à redução da transmitância atmosférica e à deposição de material particulado sobre a superfície dos módulos (sujeidade). Trata-se de um ponto para investigação em pesquisa futura. Além disso, historicamente a precipitação é menor no mês de maio (vide Fig. 5), resultando em menor limpeza natural da superfície dos módulos FVs.

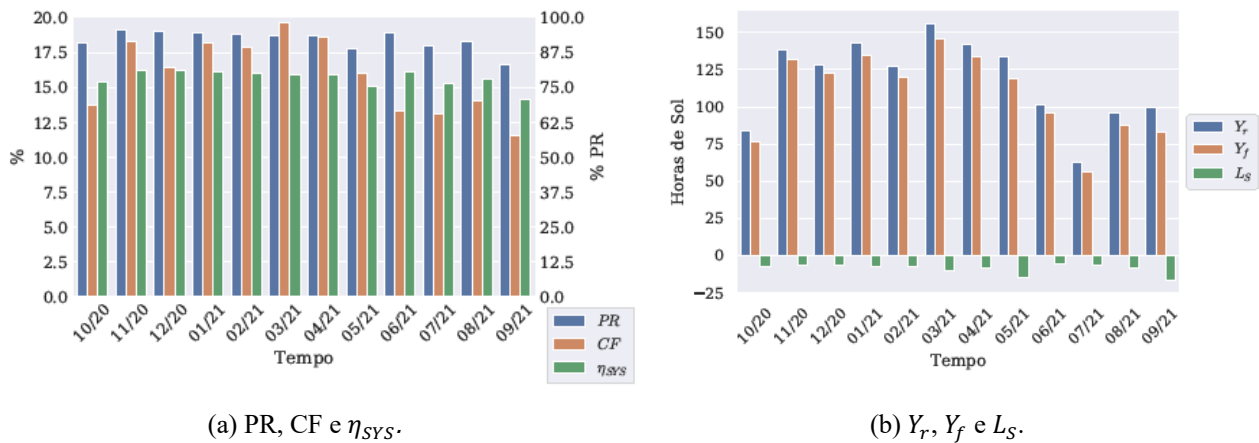


Figura 4 - Parâmetros de desempenho do sistema fotovoltaico estudado.
Fonte: Elaborado pelos autores.

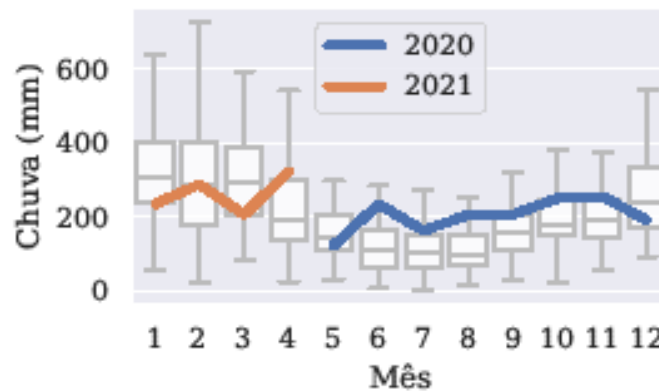


Figura 5 - Distribuição histórica de volume acumulado mensal de precipitação (1940–2021), em branco, com destaque para 2020 e 2021 (mm).
Fonte: Elaborado pelos autores.

3.2 Simulação do software SOLergo

Ao comparar a saída da simulação do SOLergo e os dados reais observados ao longo de um ano de operação, a Fig. 6a mostra que a simulação e os dados de irradiância solar incidente observada pelo piranômetro apresentam algumas disparidades, principalmente nos meses de outubro/2020 e julho/2021, devido à perda de dados observados. Essa perda de dados pode ter resultado em menor representatividade das condições típicas observadas na região, causando assim maiores disparidades com a simulação produzida pelo pacote comercial que adota valores médios fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar. A Fig. 6b mostra, em geral, maior produção energética ao estimado com o pacote SOLergo (com exceção dos meses de outubro e julho, quando aconteceram falhas de coleta de dados).

Foram levantadas algumas hipóteses para essa geração superior, muito relacionada com as mudanças de cenários devido à pandemia de Covid-19:

- i. Baixa precipitação observada em Santos durante o verão: (dezembro de 2020 a março de 2021), em relação à média histórica (vide Fig. 5);
- ii. Diminuição de concentração de MP_{10} (vide Fig. 7a) e $MP_{2,5}$ (vide Fig. 7b): principalmente no período de estudo (outubro/2020 a setembro/2021), em relação à média histórica;
- iii. Diminuição de circulação de sólidos a granel (fonte poluidora atmosférica) de 2020 para 2021 (vide Fig. 8b); apesar do aumento de movimentação do porto de 2020 para 2021 (vide Fig. 8a);
- iv. Diminuição da circulação de veículos (fonte poluidora atmosférica) no Porto de Santos (vide Fig. 8c): durante o período de estudo em 2020.

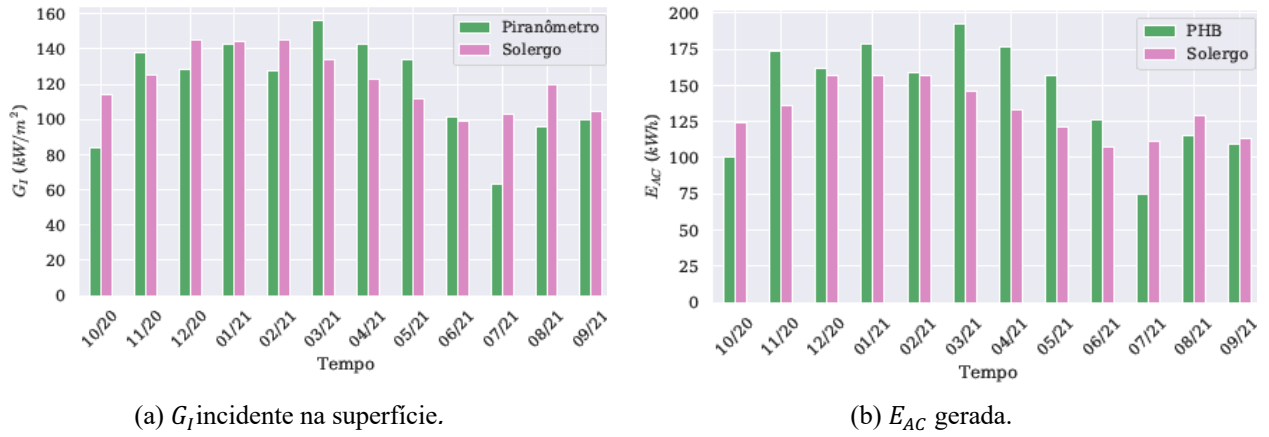


Figura 6 - Parâmetros de desempenho do sistema fotovoltaico estudado.
Fonte: Elaborado pelos autores.

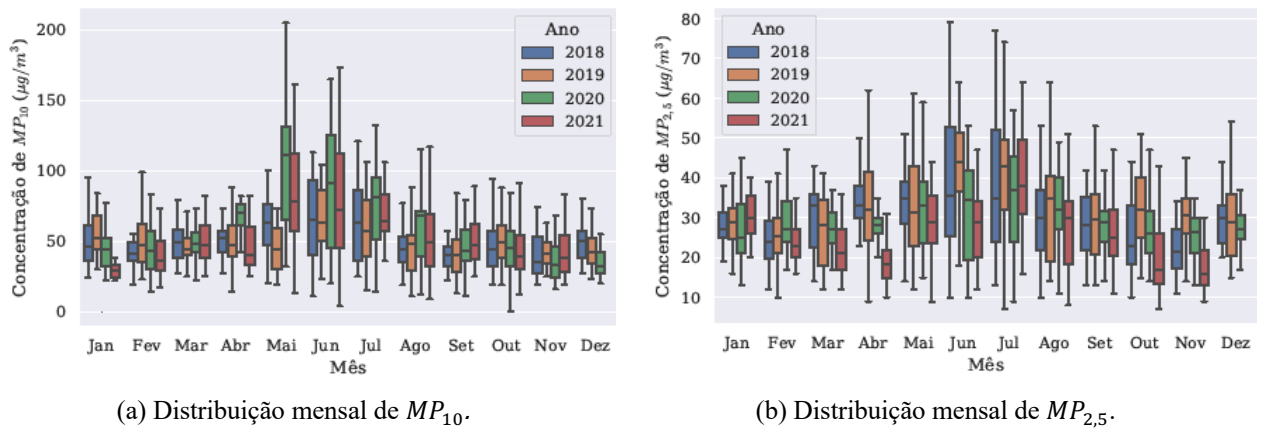


Figura 7 – Distribuição mensal das concentrações máximas diárias de Material Particulado para a estação da CETESB "Santos - Ponta da Praia" (2018-2021).
Fonte: Adaptado de CETESB (2021).

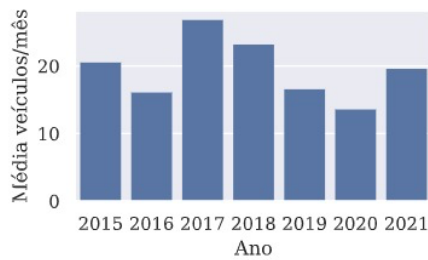
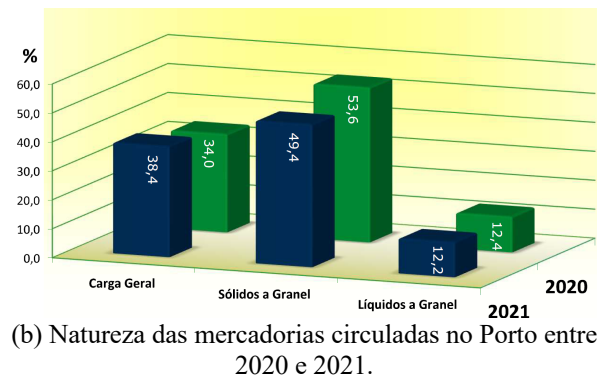
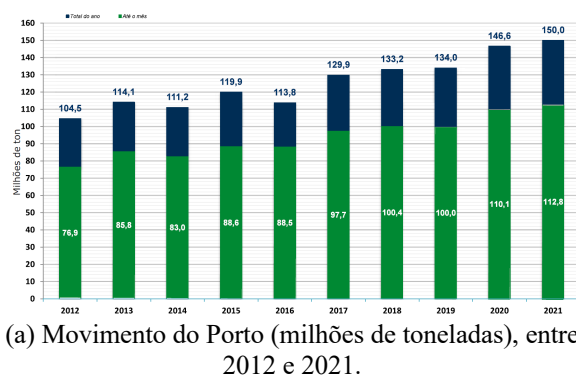


Figura 8 – Movimentações no Porto de Santos.
Fonte: Adaptado de Santos Port Authority (2021).

Portanto, as hipóteses apresentadas buscam entender a diferença que as condições meteorológicas podem causar no desempenho do sistema FV instalado em alguns meses. O menor volume de chuvas (que pode ter como consequência a diminuição da nebulosidade) associado à menor concentração de aerossóis (MP_{10} e $MP_{2,5}$) provavelmente causada pela menor circulação de graneis sólidos no Porto de Santos ou menor circulação veicular (ligada ou não às atividades portuárias) poderiam causar um melhor desempenho do sistema FV instalado. Por isso, também se explicaria a diferença de PR considerada pelo software SOLergo (PR médio de 82,1%) enquanto o PR médio calculado do sistema estudado é de 92%.

Destaca-se também que a estação de coleta de dados ambientais está distante da localização do sistema fotovoltaico. A Fig. 9 indica as distâncias entre o sistema FV estudado ao Porto de Santos (possível origem de aerossóis, de onde há dados de movimentação veicular e de carga) e à estação CETESB - PP, de onde há dados de chuva, MP_{10} e $MP_{2,5}$. Além disso, a figura mostra o quão próximo o sistema está localizado da Avenida Perimetral, importante avenida que é responsável por grande parte da movimentação veicular relacionada ao Porto de Santos. Em suma, a concentração de particulados no local de operação do sistema FV pode apresentar diferença com relação aos dados, dada a proximidade de uma das fontes de particulados lançados para a atmosfera – porto de Santos.

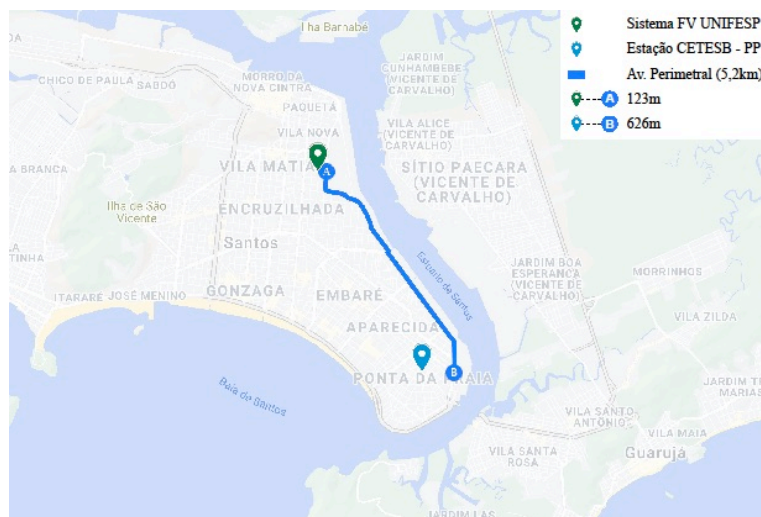


Figura 9 - Comparação entre distâncias do Sistema FV estudado ao Porto de Santos e à Estação da CETESB-PP.
Fonte: Adaptado de Google Maps (2021).

3.3 Simulação de retorno econômico

A Fig. 10 mostra o retorno econômico do investimento simulado para o sistema de 1,98 kW_p . Os cálculos são realizados considerando depreciação anual do sistema devido ao envelhecimento (0,8% a.a.), reajuste tarifário de energia (6% a.a.) e inflação (6% a.a.). Os resultados da análise mostram os seguintes aspectos:

- i. *Payback*: até 7 anos;
- ii. Economia estimada no primeiro ano: R\$ 1.555,26/ano;
- iii. Fluxo de caixa acumulado nos próximos 30 anos: R\$ 92.295,73.

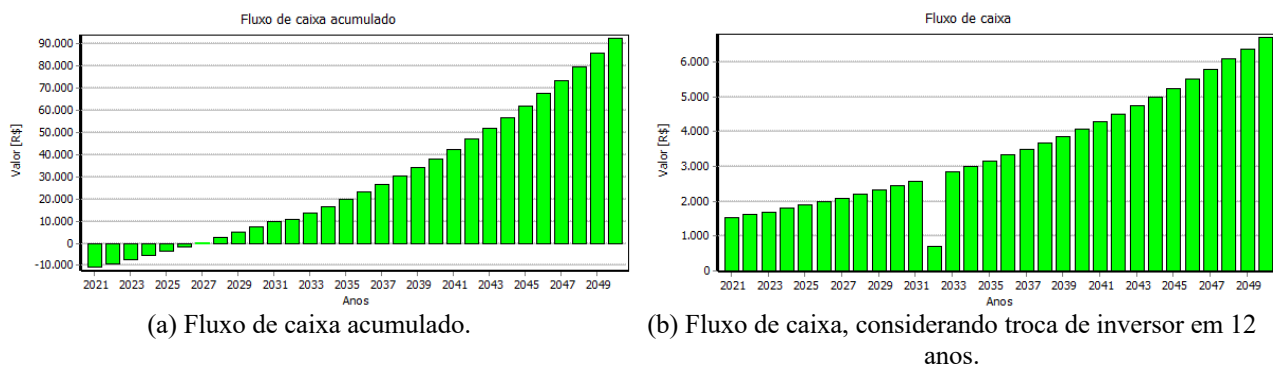


Figura 10 - Parâmetros de desempenho do sistema fotovoltaico estudado.
Fonte: Adaptado de Hyper Energy do Brasil LTDA. (2020).

A diminuição de fluxo de caixa que ocorre em aproximadamente 2032 (vide Fig. 10b) é explicada em razão da vida útil dos inversores FVs da ordem de 12 anos, demandando a troca do mesmo nesse período. Existem vidas úteis diferentes a depender do modelo do inversor, porém foi escolhida essa média para efeito de cálculo.

3.4 Comparação do sistema FV da UNIFESP com outros sistemas FVs em Santos, Brasil e mundo

A Tab. 2 indica um bom desempenho do sistema FV operando na UNIFESP, em comparação com as cidades de Aratiba e Itiquira. Em comparação com as outras duas cidades, Santos apresenta valores intermediários de Y_f e Y_r ; e valores maiores de E_{AC} e PR . Por fim, a Tab. 3 apresenta a comparação com as outras duas cidades costeiras (Delft e Stellenbosch).

Tabela 2 - Comparação entre os parâmetros de desempenho da instalação de Santos/SP com instalações nas cidades de Aratiba/RS e Itiquira/MT.

LOCALIZAÇÃO	ARATIBA	ITIQUIRA	UNIFESP
E_{AC} (kWh)	10839,0	13523,0	1723,9
P_0 (kWp)	9,0	9,0	1,3
Y_f (kWh/kWp)	1204,3	1502,6	1326,1
PR (%)	78,7	74,9	92,1
Y_r (kWh/kWp)	1214,0	1514,0	1306,0

Fonte: Adaptado de Dolla, Naspolini e Rütther (2020).

A Tab. 3 indica que, apesar de Santos ser uma cidade com maiores médias de temperatura do que as outras duas cidades costeiras, o sistema FV instalado na Unifesp não apresenta o maior índice de DNI . A DNI está associada primariamente às características climatológicas de nebulosidade local e, em segunda ordem, à influência da presença de aerossóis atmosféricos emitidos localmente ou transportados a partir da região central do Brasil.

Apesar da T_{amb} média de Santos ser superior às demais localidades, o sistema FV aqui instalado possui o PR mais elevado entre todos em razão de apresentar menores perdas no sistema, que resultam em eficiência 3 pontos percentuais maior que a localidade na África e 4 pontos em relação à cidade europeia. Por outro lado, a cidade sul-africana apresentou maior fator de capacidade (CF), indicando que produziu cerca de 18% da energia máxima que o sistema poderia produzir em razão da capacidade instalada. Ou seja, apesar dos valores intermediários da incidência de radiação solar, a instalação FV em Santos consegue apresentar um alto PR com baixas perdas (L_S).

Tabela 3 - Comparação dos parâmetros de desempenho do sistema estudado (Santos) com outras cidades costeiras.

CIDADE	PARÂMETROS	MÉDIA ANUAL	MÁXIMO		MÍNIMO		UNIDADE
			VALOR	MÊS	VALOR	MÊS	
SANTOS	Y_r	117,7	156,1	Mar	62,9	Jul	kWh/kW _p
	Y_f	108,8	145,7	Mar	56,5	Jul	kWh/kW _p
	L_S	17,1	23,3	Mar	8,5	Jul	kWh/kW _p
	PR	92,0	95,3	Nov	83,0	Set	%
	CF	15,9	19,6	Mar	11,5	Set	%
	η_{sys}	15,6	16,2	Nov	14,1	Set	%
	T_{amb}^*	21,0	24,0	Jan	18,0	Jun	°C
	DNI^*	89,3	101,5	Jul	66,0	Set	kWh/m ²
DELFT	Y_r	103,52	166,7	Mai	29,4	Dez	kWh/kW _p
	Y_f	83,33	133,5	Mai	23,9	Dez	kWh/kW _p
	L_S	20,19	35,3	Jul	5,5	Nov	kWh/kW _p
	PR	81,0	84,0	Jan	78,0	Jul	%
	CF	11,06	17,9	Mai	3,2	Dez	%
	η_{sys}	12,62	13,1	Fev	12,2	Jul	%
	T_{amb}^*	10,5	18,0	Jul	4,0	Jan	°C
	DNI^*	81,1	133,3	Mai	27,8	Dez	kWh/m ²
STELLENBOSCH	Y_r	179,48	248,6	Dez	100,1	Jun	kWh/kW _p
	Y_f	134,67	180,1	Dez	80,2	Jun	kWh/kW _p
	L_S	44,81	63,3	Jan	19,9	Jun	kWh/kW _p
	PR	76,0	80,0	Jun	72,0	Jan	%
	CF	18,42	24,2	Dez	11,1	Jun	%
	η_{sys}	11,67	12,34	Jun	11,1	Jan	%
	T_{amb}^*	17,5	22,0	Jan	13,0	Jun	°C
	DNI^*	188,0	281,8	Jan	109,0	Jun	kWh/m ²

“**” são variáveis auxiliaadoras, porém não são parâmetros de desempenho.

Fonte: Dados cedidos por Solargis (2016), Solargis, ESMAP e World Bank Group (2019), Custom Weather (2021) e elaborado pelos autores.

4. CONCLUSÕES

A análise detalhada da base de dados permitiu identificar as características climatológicas e ambientais típicas, assim como potenciais e desafios da região de Santos para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica na RMBS, identificando benefícios ambientais e socioeconômicos. O estudo discute a importância dos parâmetros de desempenho para acompanhar o bom funcionamento de sistemas fotovoltaicos, evitando perdas econômicas de longo prazo ao identificar problemas precocemente.

Para isso, foram explicados os parâmetros de desempenho utilizados no setor fotovoltaico e algumas metodologias utilizadas para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Assim, foram realizadas comparações do desempenho do sistema estudado com outros sistemas instalados em no Brasil e no mundo.

A partir da utilização de ferramentas computacionais (linguagem Python e *software* SOLergo) para a simulação de operação e para a avaliação dos indicadores de desempenho do sistema FV estudado, foi possível alcançar os seguintes resultados:

Aspectos relevantes sobre o desempenho do sistema fotovoltaico em Santos foram observados:

- i. Diferença de temperatura entre módulos FVs e ambiente apresenta relação linear crescente, podendo atingir diferença de 15°C em dias quentes com T_{amb} superior a 30°C e dias de céu claro (pouca nebulosidade, com G_T média de 400 W/m²);
- ii. Valores médios de CF e η_{SYS} de 15% e PR de 92%, sendo que o PR apresentou valor mínimo de 83% (setembro) e máximo de 95% (novembro).

Sobre a comparação dos dados gerados com a simulação do software SOLergo:

- i. O sistema FV apresentou tendência de maior geração de energia do que o estimado pelo *software* SOLergo com discrepâncias maiores no período seco entre maio e outubro. As hipóteses para a geração maior envolvem meses do período entre março/2021 e junho/2021 com menor precipitação e menor concentração de MP_{10} e $MP_{2,5}$ do que a média observada em anos anteriores relatados nas normais climatológicas publicadas pelo INMET e relatórios de qualidade do ar publicados pela CETESB.

Sobre a comparação com outros sistemas no Brasil e no mundo:

- i. O sistema FV estudado apresentou parâmetros de desempenho (produtividade e fator de capacidade) consistentes com os observados em outros sistemas instalados no Brasil e no exterior.
- ii. Destaque para o valor elevado do indicador *Performance Ratio* (PR) que atingiu valores de até 92%, bastante acima dos valores observados em outras localidades utilizadas no estudo.

5. AGRADECIMENTOS

Agradecimentos à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e CNPq pelas bolsas de pesquisa dos autores. Agradecimentos especiais à FAPESP pelo apoio financeiro à publicação (processo número 2021 / 10132-8). Agradecemos também às equipes da UNIFESP, Alva Engenharia, PHB e à equipe de pesquisa do LABREN (INPE) pelo apoio à infraestrutura de medição de sistemas fotovoltaicos e irradiância solar. Agradecimentos à equipe Hyper Energy do Brasil pelo suporte ao pacote computacional SOLergo.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. Infográfico ABSOLAR. 2021a. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>.
- ABSOLAR. Infográfico ABSOLAR. 2021b. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/09/2021.09.10-Infografico-ABSOLAR-no-35.pdf>>.
- AMERISOLAR. Dados técnicos módulo solar policristalino modelo AS-6P. 2018. Disponível em: <<http://www.solarbrasil.com.br/wp-content/uploads/2019/09/DATASHEET-AMERISOLAR-330WP-PORT.pdf>>. Acesso em: mai. de 2020.
- de Azevedo Dias, C. L., Branco, D. A. C., Arouca, M. C., & Legey, L. F. L. (2017). Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. *Renewable Energy*, 114, 367-375.
- CETESB. Qualar: Sistema de informações da qualidade do ar. 2021. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/ar/qualar/>>. Acesso em: ago. de 2020.
- CUSTOMWEATHER. Syndicated Content for complete global weather coverage. 2021. Disponível em: <<https://customweather.com/>>.
- Dolla, R., Napolini, H. F., Rütger, R. (2020). Desempenho das tecnologias de módulos em diferentes climas: desempenho de diferentes módulos em climas distintos no Brasil. *FotoVolt*, Aranda Editora, 30, 1-76.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029–Eficiência Energética e Geração Distribuída, Brasília. 2020.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030. 2021.
- Freitas, P. C. de C. Wikimedia commons. 2006. Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SaoPaulo_RM_BaixadaSantista.svg>.

- Fusano, R. H. (2013). Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR (Bachelor's thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná).
- Gonzalez, J. D. O., & Martins, F. R. (2021, June). Performance evaluation of a PV system operating in a coastal city of the Southeastern Brazilian region. In 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (pp. 2446-2452). IEEE.
- Google. Google Maps. 2021. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>>. Acesso em: nov. de 2021.
- Greener. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2º Semestre de 2020. 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2- semestre-de-2020/>>. Acesso em: ago. de 2021.
- Hyper Energy do Brasil LTDA. Relatório descritivo-econômico do Software SOLergo. 2020.
- INMET. Gráficos Climatológicos: Santos – SP. 2021. Disponível em: <<https://clima.inmet.gov.br/GraficosClimatologicos/SP/83782>>. Acesso em: jan. de 2021.
- INMET. Normais climatológicas do Brasil. 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisclimatologicas>>. Acesso em: jul. de 2019.
- Köppen, W. (1948). Climatologia. México. Fundo de Cultura Econômica.
- Machado, H. C. K., Barbosa, L. H. Dados meteorológicos da Estação Silva Jardim - UNIFESP, BS. 2021. Disponível em: <<https://tempo-santos.web.app/>>. Acesso em: set. de 2021.
- Martins, F. R., Pereira, E. B., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L. D., Rütther, R., ... & Souza, J. G. D. (2017). Atlas brasileiro de energia solar 2.
- Santos Port Authority. Mensário estatístico. 2021. Disponível em: <<http://www.portodesantos.com.br/informacoes-operacionais/estatisticas/mensario-estatistico/>>. Acesso em: dez. de 2021.
- Solargis. Solar resource maps and GIS data. World Bank Group, 2016. Disponível em: <<https://solargis.com/>>.
- Solargis; ESMAP; World Bank Group. Global Solar Atlas. World Bank Group, 2019. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/>>.
- Woyte, A., Richter, M., Moser, D., Mau, S., Reich, N., & Jahn, U. (2013, October). Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. In Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (pp. 3686-3694).

ELECTRICAL AND FINANCIAL PERFORMANCE STUDY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEM OPERATING IN COASTAL AREA: CASE STUDY IN BAIXADA SANTISTA

Abstract. *The Brazilian coast, especially the Baixada Santista Metropolitan Region (RMBS), is in great demand for social, economic and environmental development. The photovoltaic (PV) solar energy generation sector is in growing expansion and exceeded 10 GW of installed power in Brazil, in 2021. This makes it a source of development opportunities to be included in the RMBS — an area of high populational density. The present work presents the performance evaluation of a PV system installed at the Federal University of São Paulo, campus Baixada Santista, in Santos/SP. The PV system operates close to the largest port in Latin America, responsible for a large portion of particulate matter emissions into the atmosphere. Santos has a tropical climate with well characterized seasons of dry winter and wet summer. This master's research seeks to understand the performance of the PV system installed in Santos (between October/2020 and September/2021) and to estimate the financial impact of the investment. The methodology involved the description of the study area; the acquisition of environmental meteorological data with an impact on the PV generation, and output data from the studied PV system; and the use of computational tools for the operation simulation and for the evaluation of the performance indicators of the studied PV system. The performance parameters showed higher or similar values than to others operating systems in non-coastal Brazilian cities and in coastal cities abroad. Finally, the PV system showed better performance than that simulated by the SOLergo tool with regard to generated energy, probably due to the influence of local environmental variables not considered in the numerical simulations.*

Key words: *Photovoltaic solar generation, Performance parameters, Baixada Santista.*