

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 2,5 MW_p DO CRESP COM PARAMETRIZAÇÃO DO SOFTWARE PVSYS

Márcia da Rocha Ramos - marciar@cepel.br

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

João Victor Furtado Frazão de Medeiros - joao.furtado@ufpe.br

Diego Miranda - diego.rmiranda@ufpe.br

Olga C. Vilela - olga.vilela@ufpe.br

Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Energias Renováveis (CER-UFPE)

Alex Coutinho Pereira - alexcp@chesf.gov.br

Eduardo Boudoux Jatoba - ejatoba@chesf.gov.br

Alcides Codeceira Neto - alcidesc@chesf.gov.br

José Bione de Melo Filho - jbionef@chesf.gov.br

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)

Resumo. Este trabalho tem como objetivo apresentar a análise de desempenho da planta fotovoltaica conectada à rede com potência instalada de 2,5 MW_p, denominada Planta Base (PB), pertencente à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), instalada no Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (Cresp), fruto do projeto de P&D intitulado “Plataforma Solar de Petrolina”. A PB está em operação desde agosto de 2018 e possui um sistema de supervisão e aquisição de dados (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) assim como uma estação solarimétrica, cujos dados foram utilizados neste trabalho. Com o intuito de aprimorar a modelagem da PB no PVSyst, sua parametrização foi realizada com base na geração de uma única stringbox, que apresentou boas condições operacionais. As simulações para a parametrização do PVSyst foram feitas com diferentes conjuntos de dados ambientais como entrada e, posteriormente, foi realizado um ajuste fino do modelo através da configuração das perdas detalhadas. A simulação da stringbox que forneceu o melhor resultado apresentou uma diferença de 46,3 kWh entre a geração real e a estimada, com MAE normalizado de 1,98 % e RMSE normalizado de 7,01%, cuja parametrização foi utilizada para simular a PB completa e avaliar seu desempenho. Os resultados mostram uma diferença de 45,9 MWh entre a geração medida e a estimada, indicando que a PB está com uma produção 1,5% acima do previsto pelo modelo parametrizado do PVSyst.

Palavras-chave: Energia Solar, Avaliação de Desempenho, PVSyst

1. INTRODUÇÃO

Por meio da Resolução Normativa (REN) n° 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a geração distribuída (GD) passou a ser regulamentada no Brasil e, conforme base de dados da Aneel, atualmente a fonte solar apresenta um total de 7.235.436,09 kW de potência instalada, o que representa 97% de toda a geração distribuída no Brasil (Aneel, 2021), com um crescimento de mais de 2.000% nos últimos três anos.

Com a finalidade de desenvolver e expandir o conhecimento científico e tecnológico, além de capacitar os profissionais para atuarem com a fonte de energia solar, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) criou o Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (Cresp), no âmbito do programa de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação (P&D+I) da Aneel, dentro da Chamada N°13/2011 – Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira. O Cresp está localizado no sertão de Pernambuco, em um perímetro destinado a projetos de irrigação, de atuação da Codevasf, denominada de Pontal Sul e compreende, além de outros projetos, a planta fotovoltaica (FV) de 2,5 MW_p, denominada Planta Base (PB). Em operação desde agosto de 2018, o projeto engloba um sistema de supervisão e aquisição de dados (*Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*), além de uma estação meteorológica, permitindo assim monitorar todos os dados solarimétricos, meteorológicos, térmicos e elétricos da usina em questão.

Os dados da PB, medidos localmente, permitem ajustar tanto modelos como parâmetros de softwares comerciais buscando uma simulação mais acurada de plantas FV. Por meio de simulações utilizando diversos conjuntos de variáveis de entrada, assim como diferentes valores de perdas é possível obter estimativas mais próximas ao comportamento esperado da usina FV (MIRANDA *et al.*, 2021). Freeman *et al.* (2014) avaliaram nove sistemas FV e compararam as simulações utilizando o *software System Advisor Model (SAM)* com resultados experimentais. Os autores mostraram que o erro associado às estimativas é afetado em função da escolha do modelo do módulo FV e também dos dados de entrada de irradiância (global e direta ou direta e difusa), onde mudanças nessas entradas alteraram o erro médio de 0,9% para 6,6%. Em Lima *et al.* (2020) o desempenho de uma usina de 1 MW_p localizada em Santa Rita do Sapucaí foi avaliada

utilizando o PVsyst V6.8.5, foi observado que os dados de entrada de radiação influenciam na estimativa final do desempenho da usina, podendo acarretar na superestimação ou subestimação da geração esperada.

Nesse sentido, esse estudo visa realizar diversas simulações, alterando as variáveis de entrada e os parâmetros de perdas, e, assim, comparar os resultados obtidos com a geração de energia registrada na planta. O software escolhido para realizar a simulação foi o PVsyst V7.2, que é um dos programas computacionais mais populares para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos do mercado, além de ser frequentemente empregado em estudos de análise do desempenho de usinas FV (Lima et al., 2020, Raimo et al., 2018, Boing Neto et al., 2018)

Os resultados são avaliados utilizando como principais estatísticos o erro médio absoluto normalizado (MAE_N), a raiz do erro quadrático médio normalizado (RMSE_N) e a diferença (em MWh) entre a energia gerada medida na PB e a estimada pelo PVsyst.

2. DESCRIÇÃO GERAL DA PLANTA FOTOVOLTAICA

A Planta Base está conectada à rede de distribuição da Celpe e possui 2,5 MWp de potência total instalada, distribuída em quatro inversores, conforme apresentado na Fig. 1, cujos dados gerais são mostrados na Tab. 1.



Figura 1 – Imagem de satélite da Planta Base do Cresp (Google Earth).

Tabela 1 – Dados Gerais da Planta Base.

Dados gerais da PB	
Latitude	-9,11°
Longitude	-40,44°
Altitude	385 m
Tipo de instalação	Fixa
Inclinação dos módulos	15° N
Tecnologia	Silício policristalino
Módulo FV	CS6U – 330P 1000V
Quantidade de módulos	7600
Potência instalada	2.508 kWp
Inversor	SIW700-T600-33
Quantidade de inversores	4

A Fig. 2 apresenta o diagrama unifilar simplificado da Planta Base e a Tab. 2 mostra a distribuição dos módulos fotovoltaicos e das *strings* por inversor.

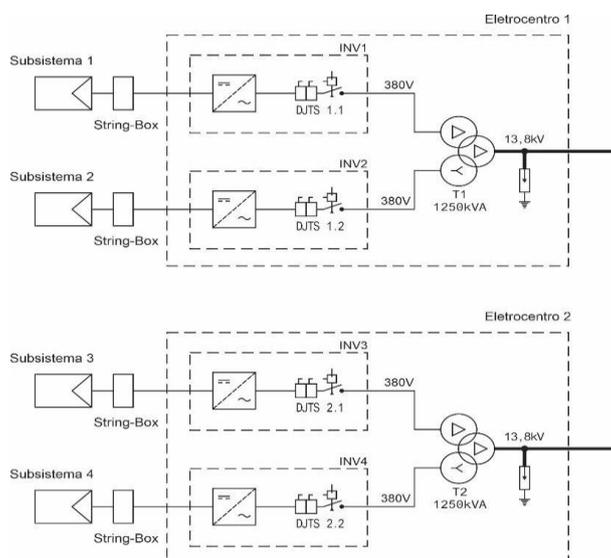


Figura 2 – Diagrama unifilar simplificado da Planta Base.

Tabela 2 – Distribuição das *strings* por inversor.

Eletrocentro 1					Eletrocentro 2				
	<i>Stringbox</i>	Nº <i>strings</i>	Módulo por <i>string</i>	Nº módulos		<i>Stringbox</i>	Nº <i>strings</i>	Módulo por <i>string</i>	Nº módulos
Inversor 1	SB 1	16	19	304	Inversor 3	SB 1	16	19	304
	SB 2	16	19	304		SB 2	16	19	304
	SB 3	16	19	304		SB 3	16	19	304
	SB 4	16	19	304		SB 4	16	19	304
	SB 5	16	19	304		SB 5	16	19	304
	SB 6	16	19	304		SB 6	16	19	304
	SB 7	8	19	152		SB 7	8	19	152
Inversor 2	SB 8	16	19	304	SB 8	16	19	304	
	SB 9	16	19	304	SB 9	16	19	304	
	SB 10	16	19	304	Inversor 4	SB 10	16	19	304
	SB 11	16	19	304	SB 11	16	19	304	
	SB 12	16	19	304	SB 12	16	19	304	
	SB 13	16	19	304	SB 13	16	19	304	

3. BASE DE DADOS

A base de dados utilizada na presente pesquisa corresponde a medições registradas na frequência minuto a minuto realizadas desde o dia 26 de setembro de 2018 até o dia 05 de julho de 2021. As variáveis medidas utilizadas compreendem os dados solarimétricos, meteorológicos e elétricos da usina fotovoltaica, no qual o último foi obtido a partir do sistema SCADA e os dois primeiros foram obtidos na estação meteorológica do Cresp (latitude: 9,106861 °S, longitude: 40,441944 °O e altitude: 385 m) em destaque na Figura 3.

A estação do Cresp, também chamada de estação solarimétrica, destacada em vermelho na Fig. 3, está localizada próxima à planta FV e segue os padrões requeridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para medições solarimétricas e meteorológicas que visam a operação de usinas fotovoltaicas no país.

passaram pelos testes globais que identificam anomalias nos *timesteps*, tais como a existência de lacuna e repetição de dados, avaliando a qualidade das séries temporais como um todo.

Os testes locais adotados para os dados solarimétricos buscam avaliar o comportamento físico esperado para um determinado instante de tempo. O primeiro teste, chamado de ângulo zenital, propõe que os dados medidos nos instantes de tempo antes e após o nascer e o pôr-do-sol, respectivamente, sejam eliminados. O segundo teste elimina dados anômalos do índice de claridade (K_t), da razão difusa (K_d) e da transmitância da irradiância direta normal (K_n). Em seguida, são aplicados os testes propostos pela *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) que propõe um conjunto de testes para a irradiância global horizontal (GHI), direta (DNI) e difusa (DHI), estabelecendo limites físicos com base na irradiância extraterrestre. Além disso, um teste baseado no modelo de céu claro de Rigollier et al. (2000) foi utilizado, visando impor limites máximos para os valores medidos de irradiância. Por fim, são realizados três testes comparativos que visam avaliar a coerência entre as três componentes da radiação. O teste do *tracker off* avalia se o rastreamento na medição da radiação direta normal e difusa foi afetado em algum instante, ocorrendo desalinhamento ou interferência. O teste de coerência proposto pela BSRN que utiliza um conjunto de equações para avaliar a coerência das medições das componentes GHI, DNI e DHI e, por último, o teste de envelope que visa evidenciar uma tendência na dispersão $K_d \times K_t$ e $K_n \times K_t$ medidas.

Após tratamento dos dados na escala minuto-a-minuto, os dados foram integralizados para a base horária, considerando como referência o fim do intervalo analisado, ou seja, todos os dados de 06:00 a 06:59 são integralizados e representados como hora 07:00. Ao retirar a média dos dados nesse período, um percentual de 25% do intervalo foi adotado como critério de integralização, ou seja, caso a hora em questão possua mais de 15 minutos de *Not a Number* (NaN), a hora será considerada uma lacuna.

3.2 Composição do ano base para as simulações

As variáveis de entrada selecionadas para compor o ano base foram a irradiância global no plano horizontal, direta normal, difusa, irradiância no plano inclinado, temperatura ambiente e temperatura dos módulos fotovoltaicos, sendo necessário, para a composição do ano, que todas essas variáveis e também as variáveis de saída (elétricas) das *strings*, *stringboxes* e inversores tenham dados medidos na mesma hora, de forma simultânea. A necessidade de se ter todas as componentes se dá para permitir realizar diversas simulações variando as entradas no *software* e podendo sempre validar com os dados elétricos de saída.

A partir dos dados medidos, o ano base contendo todas as variáveis de entrada (ambientais) e de saída (elétricas) foi produzido na base temporal horária. A Tabela 4 apresenta informações mensais sobre a composição do ano base utilizado no *software* PVsyst, como o ano real de medição, as horas faltantes das variáveis e as horas com medições. Como pode ser observado, não foi possível obter um ano completo de dados (sem lacunas) de entrada, condição imprescindível para realizar as simulações no PVsyst, portanto fez-se necessário o preenchimento dessas lacunas com dados provenientes de outras fontes ou com valores fixos predefinidos. As variáveis de irradiância foram preenchidas com dados de GHI da base de dados da *Copernicus Atmosphere Monitoring Service* (CAMS) e os dados de temperatura ambiente e do módulo foram admitidos como 30 °C e 45 °C, respectivamente. É importante salientar que essas horas preenchidas não são consideradas na análise dos resultados, sendo identificadas com um *Flag* igual a 0, enquanto as demais, sem lacunas em todas as variáveis de entrada e de saída, são identificadas com *Flag* igual a 1.

Tabela 4 – Percentual de horas faltantes no ano de dados horários utilizado como entrada no PVsyst.

Ano - PVsyst	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Ano das medições	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2020	2018	2018
Horas faltantes de brilho de sol	1	35	19	30	4	6	57	325	256	376	60	25
Horas de brilho de sol com medições	402	329	384	360	399	384	346	78	134	27	330	378
Percentual de horas faltantes	0,2	9,61	4,72	7,7	0,9	1,5	14,1	80,6	65,6	93,3	15,4	6,2

4. PARAMETRIZAÇÃO DO PVSYST

Com o intuito de alcançar resultados simulados mais fidedignos, optou-se pela parametrização do PVsyst tendo como base medições em corrente contínua de uma única *stringbox*. Para tal, foi realizada uma análise dos dados de todas as *stringboxes* da usina fornecidos pelo sistema SCADA quanto à existência de lacunas e às condições operacionais. A *stringbox* 1-B, do inversor 3, que contém 8 *strings* de 19 módulos em série, foi escolhida para as simulações de parametrização do PVsyst, pois foi uma das *stringboxes* que apresentou maiores potências medidas frente às demais.

Primeiramente todas as simulações foram realizadas utilizando os valores padrão do PVsyst na parametrização, considerando os dados de folha dos componentes do sistema, com exceção das perdas ôhmicas, para as quais foram

considerados os dados técnicos do cabeamento da planta FV. Ademais, foram realizadas simulações considerando 4 conjuntos de dados medidos de entrada: irradiâncias global horizontal e difusa (DHI), irradiâncias global horizontal (GHI) e direta normal (DNI), irradiância global no plano inclinado (PoA) e temperatura ambiente (Tamb) e, por fim, irradiância global no plano inclinado e temperatura do módulo (Tmod), cujos resultados são apresentados na Tab. 5. Observa-se que nas simulações realizadas com a utilização dos dados da GHI, a diferença entre a energia medida e estimada é muito maior que nas simulações com PoA. Além disso, o MAE_N na ordem de 7% indica que as séries possuem uma diferença razoável entre suas médias e o RMSE_N de 13% mostra que há uma dispersão considerável entre a potência medida e simulada.

Tabela 5 – Resultados da primeira simulação para a parametrização do PVsyst.

	GHI / DHI	GHI / DNI	PoA / Tamb	PoA / Tmod
Diferença (kWh) (med. – sim.)	3864,68	3939,37	1389,20	758,46
BIAS (kWh)	0,53	0,54	0,19	0,10
MSE (kWh)	1,42	1,44	0,53	0,55
MAE (kWh)	0,66	0,67	0,37	0,36
MAE_N (%)	7,03	7,10	3,93	3,87
RMSE (kWh)	1,19	1,20	0,73	0,74
RMSE_N (%)	12,61	12,72	7,73	7,88
Desvio padrão (série medida)	13,10	13,10	13,08	13,08
Desvio padrão (simulado)	12,40	12,39	12,86	12,97
Razão entre desvios	0,95	0,95	0,98	0,99
Correlação	0,998	0,998	0,999	0,998

Em vista disso, decidiu-se realizar novas simulações utilizando o modelo de transposição de Hay, uma vez que o modelo padrão utilizado pelo PVsyst é o de Perez-Ineichen. A Tab. 6 apresenta os resultados das simulações com dados da GHI considerando ambos os modelos de transposição disponíveis no PVsyst. Verifica-se que o modelo de transposição de Hay se mostrou mais adequado para essa localidade, haja vista a redução considerável da diferença entre a energia gerada e estimada, assim como do MAE_N e RMSE_N.

Tabela 6 – Comparação entre os modelos de transposição.

	GHI / DHI		GHI / DNI	
Modelo de transposição	Perez-Ineichen	Hay	Perez-Ineichen	Hay
Diferença (kWh) (med. – sim.)	3864,68	1323,64	3939,37	1432,35
BIAS (kWh)	0,53	0,18	0,54	0,19
MSE (kWh)	1,42	0,72	1,44	0,73
MAE (kWh)	0,66	0,42	0,67	0,43
MAE_N (%)	7,03	4,46	7,10	4,53
RMSE (kWh)	1,19	0,85	1,20	0,86
RMSE_N (%)	12,61	8,97	12,72	9,08
Desvio padrão (série medida)	13,10	13,10	13,10	13,10
Desvio padrão (simulado)	12,40	12,87	12,39	12,85
Razão entre desvios	0,95	0,98	0,95	0,98
Correlação	0,998	0,998	0,998	0,998

Apesar disso, os resultados obtidos com a utilização da PoA ainda se mostraram superiores, tendo em vista os menores valores obtidos para MAE_N e RMSE_N, indicando que a utilização de modelos de transposição da radiação acarreta maiores erros na simulação e assim a entrada com dados PoA representam melhor o comportamento da geração da *stringbox* em análise. Portanto, optou-se por utilizar PoA/Tamb e PoA/Tmod nas simulações para o ajuste fino da parametrização do PVsyst.

Como as simulações resultaram em uma produção menor que a real medida, alguns parâmetros de perdas configurados no PVsyst, tais como *mismatch*, LID e sujidade foram reduzidos para que o modelo se aproximasse mais da produção real. Foram realizadas diversas simulações com diferentes ajustes nas perdas citadas e os melhores resultados foram obtidos com a parametrização do PVsyst apresentada na Tab. 6.

Tabela 6 – Parametrização do PVsyst.

Parâmetro	Valor
Perda térmica	Montagem “Livre”
Perda ôhmica	Calculado (1,4 mΩ)
Qualidade do módulo	-0,4%
Perda por <i>mismatch</i>	1,2%
Perdas por LID	1,8%
Perdas por sujidade	1,8%
Perdas por IAM	Folha de dados módulo
Envelhecimento	2 anos
Correção espectral	Considerada

Na Fig. 4 são apresentados os gráficos de dispersão da irradiância inclinada em função das potências medida e estimada utilizando os dados de entrada: (a) PoA/Tamb e (b) PoA/Tmod. Observa-se que os dois modelos apresentam resultados similares, porém, considerando os estatísticos de comparação calculados para ambos os modelos, mostrados na Tab. 7, é possível verificar que com PoA/Tamb obteve um resultado um pouco melhor. A temperatura do módulo medida na usina utiliza um sensor PT-100 fixado no módulo de referência, que está em curto-circuito, e, portanto, não é tão representativa da temperatura dos módulos em operação, o que pode ter sido um dos fatores que levaram à simulação utilizando PoA/Tamb obter melhores resultados estatísticos que a simulação que considera PoA/Tmod.

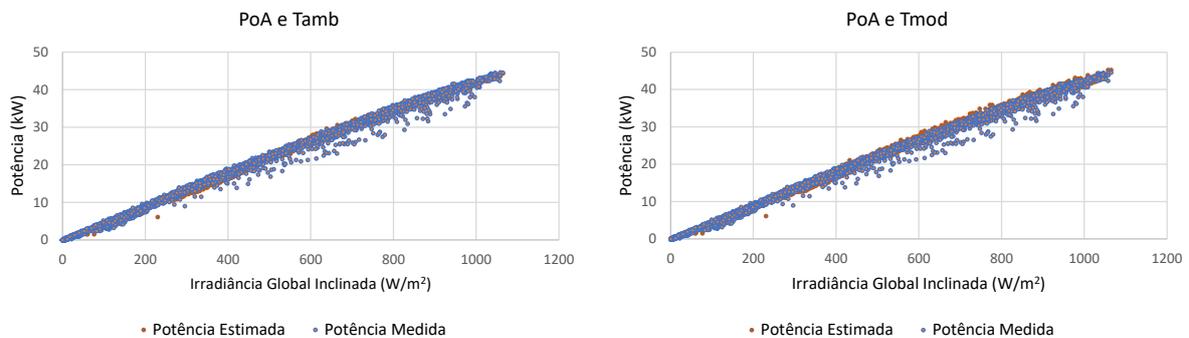


Figura 4 – Dispersão da irradiância inclinada em função das potências medida e estimada para os dados de entrada: a) PoA e Tamb; b) PoA e Tmod.

Tabela 7 – Resultado da simulação final da parametrização do PVsyst.

	PoA / Tamb	PoA / Tmod
Diferença (kWh) (med. – sim.)	-46,30	-738,05
BIAS (kWh)	-0,006	-0,10
MSE (kWh)	0,45	0,57
MAE (kWh)	0,30	0,34
MAE_N (%)	1,98	2,38
RMSE (kWh)	0,67	0,75
RMSE_N (%)	7,01	8,08
Desvio padrão (série medida)	13,08	13,08
Desvio padrão (simulado)	13,12	13,25
Razão entre desvios	1,00	1,01
Correlação	0,999	0,998

Portanto, para a análise do desempenho da PB completa foram utilizados, como entrada, os dados da irradiância no plano inclinado e da temperatura ambiente e a parametrização do PVsyst adotada foi a apresentada na Tab. 6.

5. RESULTADOS

Considerando somente as horas de dados com *Flag* 1, ou seja, com dados medidos válidos para todas as variáveis de entrada e saída analisadas, foi realizada a simulação da Planta Base e, em seguida, foi feita a comparação entre a geração real da usina e a estimada pelo PVsyst. Na Tab. 8 são apresentados os estatísticos de comparação e a diferença entre a energia gerada e estimada.

Tabela 8 – Resultado da simulação da Planta Base no PVsyst.

Diferença (MWh)	BIAS (kWh)	MSE (kWh)	MAE (kWh)	MAE_N (%)	RMSE (kWh)	RMSE_N (%)	Razão entre desvios	Correlação
45,9	7,09	1323	19,41	4,30	36,38	7,87	0,99	0,998

Esse resultado mostra que a simulação se aproxima bem da situação real, apresentando MAE_N de 4,30% e RMSE_N de 7,87%. Verifica-se que a PB gerou 45,9 MWh de energia a mais que o estimado pelo PVsyst, o que representa uma diferença de 1,5%. A Fig. 5 apresenta a evolução mensal da energia gerada e estimada, assim como a diferença entre elas.

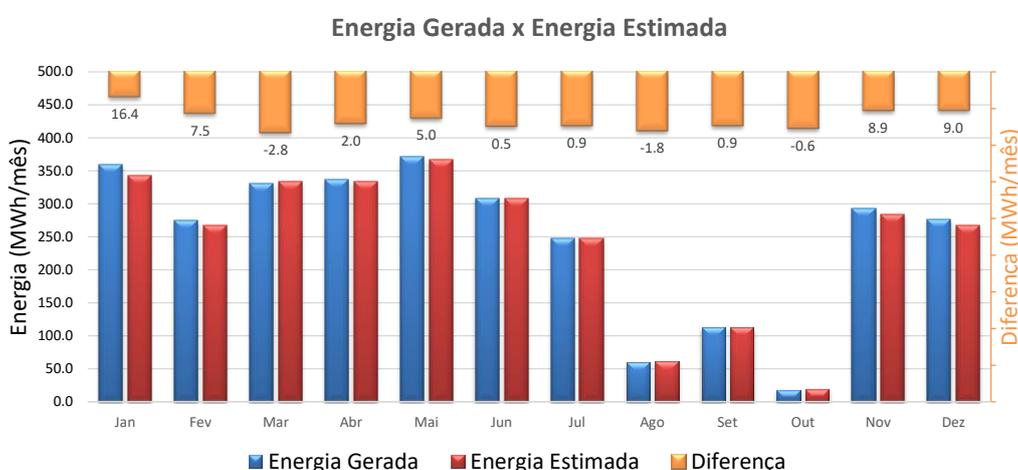


Figura 5 – Gráfico comparativo entre a energia gerada e estimada pelo PVsyst.

Observa-se que somente nos meses de março, agosto e outubro a PB gerou abaixo do previsto, porém é importante ressaltar que esses dois últimos meses não possuem uma quantidade representativa de dados medidos, apresentando somente 19,4% e 6,7% de dados, respectivamente. Maio foi o mês que apresentou a menor diferença entre a energia gerada e estimada, igual a 0,16%, sendo também um dos meses com maior percentual de dados medidos, alcançando 99,1%. Entretanto, o mês de janeiro, que possui 99,89% de dados medidos, apresentou uma diferença de 4,56%, sendo a maior registrada. No geral, a média percentual da diferença entre a energia medida e a simulada foi de 0,82%.

A variação da diferença verificada entre a geração real e a simulada pode ter sido influenciada por diversos fatores, entre eles destaca-se a utilização de variáveis estimadas pelo PVsyst, bem como os modelos utilizados no *software*.

4. CONCLUSÕES

Este artigo teve como principal objetivo avaliar o desempenho da Planta Base do Cresp, que possui potência instalada de 2,5 MWp. Com o intuito de alcançar resultados simulados mais fidedignos, optou-se pela parametrização do PVsyst tendo como base medições em corrente contínua de uma única *stringbox*. Foram realizadas simulações considerando 4 conjuntos de dados medidos de entrada: irradiâncias global horizontal e difusa (DHI), irradiâncias global horizontal (GHI) e direta normal (DNI), irradiância global no plano inclinado (PoA) e temperatura ambiente (T_{amb}) e, por fim, irradiância global no plano inclinado e temperatura do módulo (T_{mod}). Através dos resultados das simulações, verificou-se que o modelo de transposição de Hay se mostrou mais adequado que o de Perez-Ineichen, para essa localidade, visto que apresentou uma redução de 2,57% no MSE_N e de 3,64% no RMSE_N, além de uma redução média de 2.524 kWh na diferença entre a energia medida e a estimada pelo PVsyst. O melhor resultado obtido na parametrização do PVsyst foi com a utilização dos dados da irradiância inclinada e temperatura ambiente, como entrada da simulação, em conjunto com a parametrização apresentada na Tab. 6. Essa configuração foi utilizada na simulação da Planta Base completa.

Os resultados da simulação indicam que o desempenho da Planta Base está de acordo com o esperado, considerando que o *software* PVsyst retornou uma previsão 1,5% abaixo em relação à geração anual de energia registrada pelo sistema

SCADA. Quanto à geração mensal, a diferença percentual entre a energia medida e a estimada ficou entre 0,16% e 4,5%, com a média em 0,82%.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf por meio do projeto 23076.009704/2020-56 no âmbito do Programa de P&D ANEEL, como também à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES e ao Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP pelo apoio aos bolsistas no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares -PROTEN.

REFERÊNCIAS

- Aneel. 2021. Base de dados do Power BI de Geração Distribuída. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NmM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVklwiwCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em 03/11/2021.
- Boing Neto, J., Pinto, G. X. A., Grigoletto Neto, D., Napolini, H. F., Rüther, R., 2018. Análise de desempenho e contribuição energética de sistemas fotovoltaicos instalados em Itiquira, Mato Grosso. VII CBENS - VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado.
- Freeman, J., Whitmore, J., Kaffine, L., Blair, N., Dobos, A. 2014. Validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling Against measured data. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report. NREL/TP-6²⁰-61497.
- Lima, G. P., Albuquerque, B. F., Sakô, E. Y., Costa, T. S., Silva, J. L. S., Moreira, H. S., Ruppert Filho, E., Villalva, M. G., 2020. Avaliação de desempenho para usina fotovoltaica de 1 MWp em Santa Rita do Sapucaí - MG. VIII CBENS - VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.
- Miranda, D., Petribú, L., Galdino, J., Vilela, O. C., Bacelar, T. S., Barbosa, E. M. S., 2021. Avaliação da geração de energia com parametrização do software PVsyst - Caso estudo usina fotovoltaica flutuante de sobradinho. XLIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, Online.
- Petribú, L., Sabino, E., Barros, H., Costa, A., Barbosa, E., Vilela, O. C., 2017. Procedimento objetivo para a garantia de qualidade de dados de radiação solar. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA, 21, 67-78.
- Raimo, P. A., Sobreira, R. L., Bueno, E. A., 2018. Análise de desempenho da usina fotovoltaica de 70 kWp estudo de caso: Instituto Federal - Campus São Paulo. VII CBENS - VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado.
- Rigollier, C., Bauer, O., Wald, L., 2000. On the clear sky model of the ESRA—European Solar Radiation Atlas—with respect to the Heliosat method. Solar Energy, v. 68, n. 1, p. 33–48.

PERFORMANCE EVALUATION OF CRESP'S 2.5 MWp PHOTOVOLTAIC PLANT WITH PVSYST SOFTWARE PARAMETERIZATION

Abstract. *This work aims to present the performance analysis of a photovoltaic plant connected to the grid with an installed capacity of 2.5 MWp, called Basic Plant (BP), belonging to the São Francisco Hydroelectric Company (Chesf), installed at the Reference Center in Petrolina Solar Energy (Cresp), the result of the R&D project entitled “Petrolina Solar Platform”. BP has been in operation since August 2018 and has a supervision and data acquisition system (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) as well as a solarimetric station, whose data were used in this work. In order to improve the BP modeling in PVsyst, its parameterization was performed based on the generation of a single stringbox, which presented good operational conditions. The simulations for the parameterization of PVsyst were performed with different sets of environmental input data and, later, the model was fine-tuned by configuring the detailed losses. The stringbox simulation that provided the best result showed a difference of 46.3 kWh between actual and estimated generation, with normalized MAE of 1.98% and normalized RMSE of 7.01%, whose parameterization was used to simulate BP complete and evaluate its performance. The results show a difference of 45.9 MWh between the measured and estimated generation, indicating that PB has a production 1.5% higher than predicted by the parameterized model of PVsyst.*

Key words: Solar Energy, Performance Evaluation, PVsyst