

ANÁLISE DE PRODUTIVIDADE DE USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO AGRESTE PERNAMBUCANO COMPARAÇÃO ENTRE DADOS MEDIDOS E SIMULADOS

Vanuza Alves Teixeira – vanuza.alves.t@gmail.com

Eric de Melo Silva

Alexandre Manoel de Farias

Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, Campus Pesqueira

Resumo. Diante de um cenário de desenvolvimento exponencial do setor da energia solar fotovoltaica como uma competitiva fonte de geração de energia elétrica, cresce a importância do monitoramento da produtividade dos diversos tipos de empreendimentos. O presente trabalho apresenta duas análises de produtividade realizadas com dados do ano de 2021, para 31 usinas solares fotovoltaicas instaladas no agreste pernambucano. A primeira utiliza apenas dados de produtividade medidos, onde foi possível identificar, considerando uma variabilidade de 5 %, que 60 % das usinas operaram com baixa produtividade. E a segunda forma, foi desenvolvida uma comparação entre a produtividade medida e a simulada. Foi observado que na grande maioria das usinas (83,9 %), a produtividade medida é menor que a simulada para o período analisado. A maior diferença observada foi de 14,41 %. Apenas 5 usinas apresentaram produtividade medida maior que a simulada. Também não foi observada a relação entre a baixa produtividade e questões climáticas.

Palavras-chave: Usina solar fotovoltaica, Produtividade, Simulação de usinas solares

1. INTRODUÇÃO

Com o recente protagonismo da energia solar fotovoltaica entre as fontes de energia elétrica mais competitivas do mundo, devido à diminuição dos preços dos componentes dos módulos fotovoltaicos em consequência da forte industrialização (Krenzinger *et al.*, 2020), o setor vem se desenvolvendo exponencialmente nos últimos anos, com um aumento no número de instalações e da potência instalada de Geração Distribuída (GD), principalmente em relação às instalações residenciais (GREENER, 2022).

Com a expansão da energia solar fotovoltaica, surgiu a necessidade de se monitorar os sistemas de geração para avaliar as suas reais condições de operação e garantir que os sistemas instalados operem com a máxima eficiência possível (Prudêncio *et al.*, 2020). Na geração distribuída, os inversores fotovoltaicos são comumente utilizados para realizar o monitoramento da geração de energia em sistemas de pequeno e médio porte.

Diante deste cenário, há também um crescimento da importância do estudo e aperfeiçoamento do monitoramento de dados de radiação solar do local e análise de produtividade, de cada usina, para esse tipo de empreendimento (Krenzinger e Aguiar, 2016). Nas instalações de GD de pequeno e médio porte, por exemplo, o monitoramento é realizado pelo inversor, registrando dados horários ou diários da energia injetada pelo equipamento. A produtividade de um empreendimento é dada a partir da relação entre esta energia e a potência do gerador (Zilles *et al.*, 2012). Este indicador facilita a análise da quantidade de energia gerada a partir da potência nominal do gerador, permitindo uma estimativa do tamanho do sistema necessário para atender a determinada necessidade.

Existem diversos trabalhos que apresentam a necessidade de se fazer análise e mapeamento do comportamento da produtividade para uma determinada região. Um dos primeiros trabalhos de mapeamento de produtividade no Brasil foi Krenzinger e Aguiar (2016), apresentando uma metodologia de elaboração de mapas de produtividade para o Rio Grande do Sul. Este seguido de outros trabalhos da área como Tiepolo *et al.* (2016), que fizeram uma comparação de potencial fotovoltaico entre o Paraná com outros Estados e Europa, e Krenzinger *et al.* (2020), que também apresentam uma metodologia para construção dos mapas.

Desta forma, este trabalho apresenta os resultados de uma análise de produtividade realizada em 31 usinas solares fotovoltaicas localizadas no Agreste pernambucano que utilizou inicialmente de valores medidos de produtividade de um ano de operação e, em seguida, de valores simulados de produtividade.

2. DESENVOLVIMENTO

Para a realização deste trabalho, foi utilizado um conjunto de 31 usinas solares de microgeração e mini-geração distribuída, instaladas em diferentes cidades do Agreste de Pernambuco entre os anos de 2019 e 2020, com pelo menos um ano de dados de geração completo. As usinas solares, analisadas neste trabalho, são de

propriedade dos clientes e uma empresa integradora de energia solar fotovoltaica parceira do IFPE Campus Pesqueira.

Estes sistemas possuem natureza residencial, comercial e industrial, sendo instalações de solo e de telhado, com potência nominal entre 2,76 kWp e 129,20 kWp. O gráfico da Fig. 1 mostra a distribuição das 31 usinas solares nas cidades do Agreste Pernambucano.

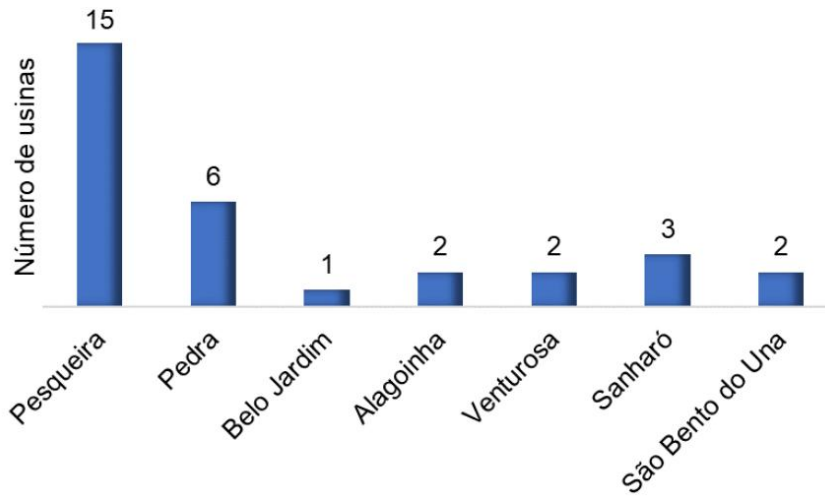


Figura 1 - Distribuição das usinas pelas cidades do Agreste pernambucano.

A produtividade de um sistema fotovoltaico ou rendimento energético (em kWh/kWp) (reconhecido na literatura pelo termo inglês *Yield*) é dado pela relação entre a energia gerada em um sistema fotovoltaico (E_{ca}) (kWh) e a sua potência nominal ($P_{gerador}$) (kWp), como mostra a Eq. 1 (Kymakis *et al.*, 2009).

$$Yield = \frac{E_{ca}}{P_{gerador}} \quad (1)$$

O indicador Yield representa o rendimento energético do sistema de geração fotovoltaica, permitindo através dele realizar comparações entre sistemas fotovoltaicos instalados na mesma localidade (Marion *et al.* (2005) e Kymakis *et al.* (2009)). Pereira *et al.* (2017) demonstra em seu trabalho que, dentro de um raio de aproximadamente 10 km, a variação da irradiação solar encontra-se dentro da incerteza de sua medição, tornando válida a comparação entre sistemas dentro desta faixa.

Avaliação da produtividade medida

Na avaliação de integridade dos dados de energia CA observou-se que 20 das 31 usinas não possuíam os 365 dias de geração registrados em seu sistema de monitoramento. Baseado neste fato, foi realizado um levantamento estatístico com o intuito de analisar o percentual de incerteza dos dados de geração de energia associada ao número de dias faltantes. As causas apontadas para a ausência dos dados foram o desligamento automático de usinas e as falhas na conexão de internet, que impossibilitam o envio dos dados dos inversores para o seu sistema de monitoramento.

De acordo com o estudo desenvolvido por Baumgartner *et al.* (2007), quando a leitura dos dados de energia pelos inversores é baseada em um intervalo de confiança na faixa de 95 %, as incertezas são da ordem de $\pm 0,2$ % a $\pm 0,6$ %. Sabendo disto, foi realizada uma simulação com as 11 usinas solares que possuíam os 365 dias completos, gerando buracos (dias faltantes) aleatórios em seus dados diários de energia.

A falta de dados (buracos) foi simulada, escolhendo aleatoriamente dias, que foram retirados da tabela de dados. A cada simulação, o número de dias faltantes foi sendo aumentado com a finalidade de se identificar até quantos dias faltantes o erro percentual ainda estará dentro da incerteza da medida da energia CA do inversor. O erro foi calculado pela Eq. 2, com a média diária anual de energia, associado ao número de dias faltantes de cada uma das 11 usinas.

$$Erro = \frac{E_{ca_{comburacos}} - E_{ca_{semburacos}}}{E_{ca_{semburacos}}} \quad (2)$$

Onde: $E_{ca_{comburacos}}$ é a média diária anual da energia da usina considerando a existência de buracos nos dados. $E_{ca_{semburacos}}$ é a média diária anual da energia da usina calculada com todos os 365 valores de energia

diária. As Fig. 2A e B mostram o resultado desta simulação.

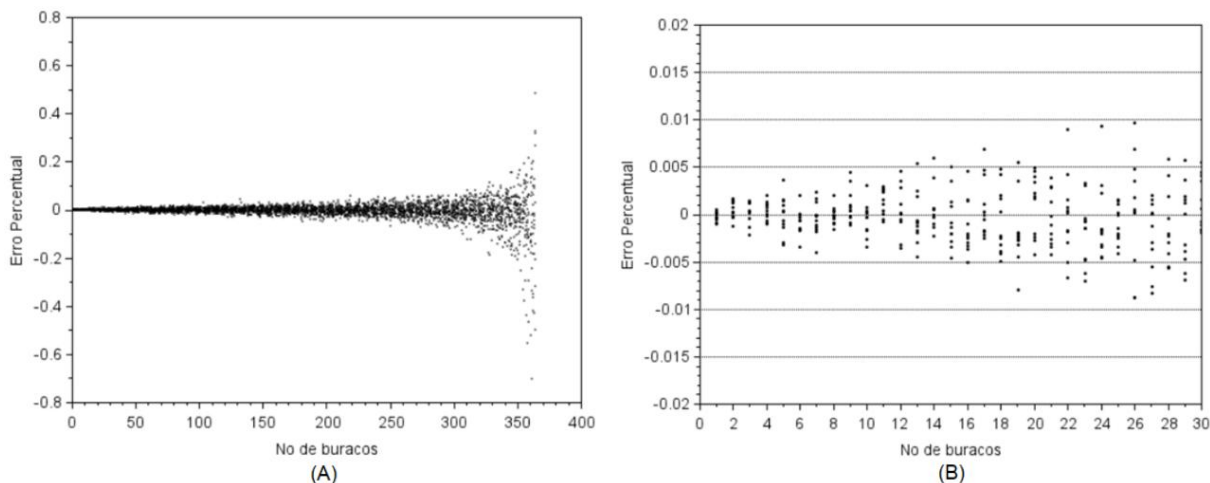


Figura 2 - Erro médio da energia diária média anual em função da falta de dias de dados.

A Fig. 2A apresenta o erro calculado quando faltam desde 1 dia de dados até 364 dias de dados, já a Fig. 2B é um trecho da Fig. 2A a qual permite verificar com mais precisão, o valor do erro para até 30 dias faltantes. Nesta, é possível observar que, para a incerteza 0,6 % (erro = 0,006) (Baumgartner *et al.*, 2007) são necessários mais que 11 dias de falta de dados para que o erro percentual supere a incerteza da medição do inversor.

Considerando esta conclusão, das 20 usinas solares com falta de dados, 17 apresentaram de 1 a 10 dias sem registros de geração, estando dentro da incerteza de medição do equipamento, 3 usinas apresentaram entre 13 e 48 dias faltantes, nestas, foram coletados dados diretamente do inversor *in loco*. Além disso, das 20 usinas com falta de dados, 10 estão situadas na cidade de Pesqueira, 3 em Pedra, 2 em Alagoinha, 2 em São Bento do Una, 1 em Venturosa, 1 em Belo Jardim e 1 em Sanharó.

Uma vez concluída esta etapa de qualificação e avaliação de dados faltantes, foi possível calcular a produtividade diária média anual medida de cada usina, os valores estão apresentados na Fig. 3.

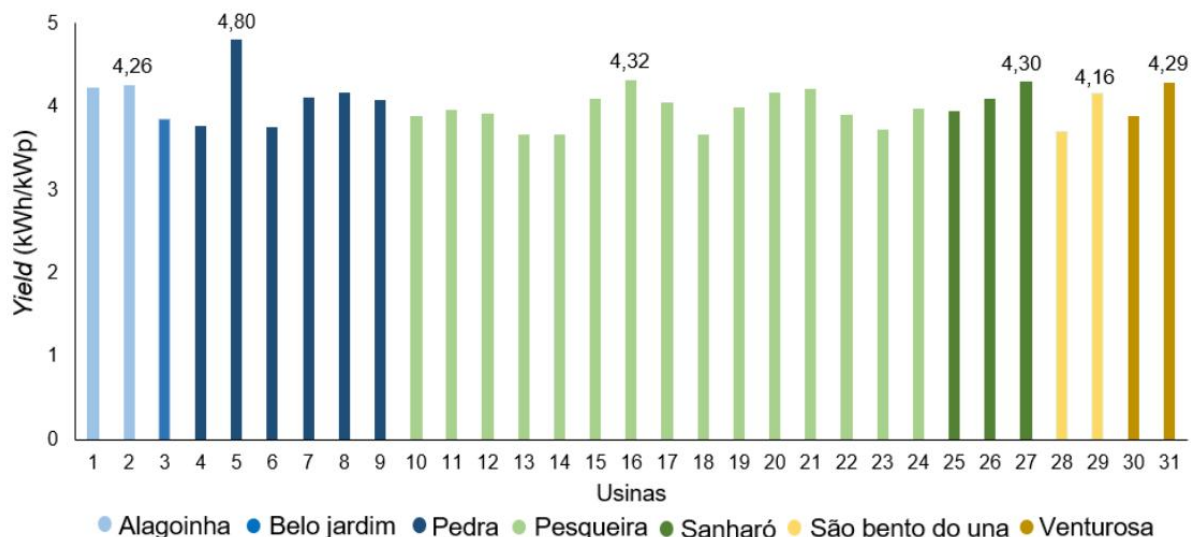


Figura 3 - Produtividade diária média anual das 31 usinas solares fotovoltaicas no Agreste de Pernambuco, em 2021.

Na Fig. 3, é possível observar que duas usinas apresentaram um valor mínimo de 3,66 kWh/kWp, usinas 14 e 18 localizadas na cidade de Pesqueira. O maior valor observado foi de 4,80 kWh/kWp na usina 5 da cidade de Pedra.

Para possibilitar a comparação da produtividade entre usinas solares, elas foram divididas em grupos (1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7) de forma que a distância entre as usinas de cada grupo seja de no máximo 10 km de distância uma das outras. Esta divisão está indicada na Fig. 4. A única usina de Belo Jardim não foi agrupada pois apenas ela está a mais de 10 km de qualquer outra usina.

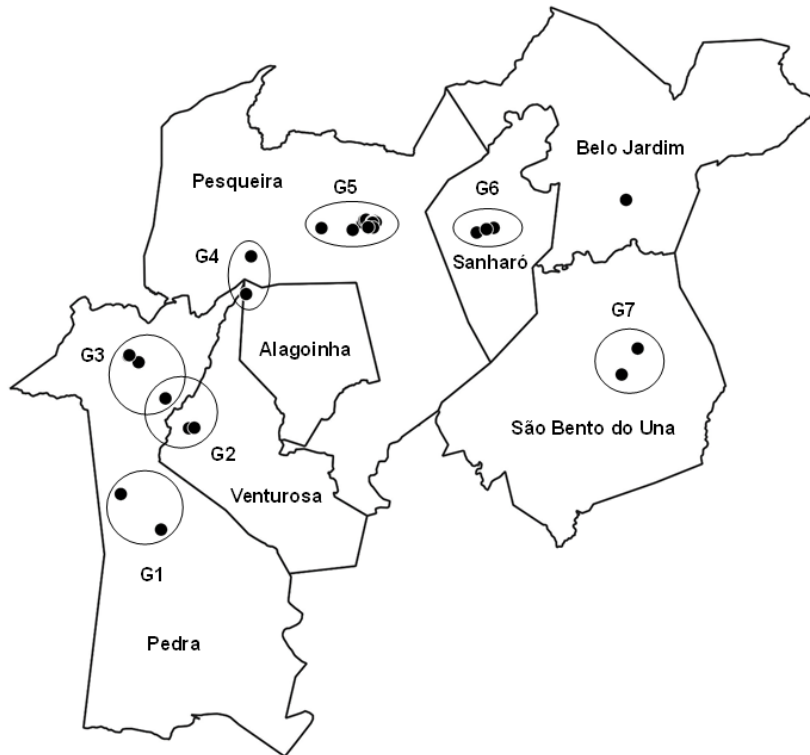


Figura 4 - Mapa localizador e agrupador das usinas solares instaladas dentro de um raio de até 10 km.

O objetivo do mapa da Fig. 4 foi localizar as usinas em suas respectivas cidades e separá-las em 7 grupos (G1, G2, G3, G4, G5, G6 e G7). Cada grupo contém sistemas instalados a uma distância de no máximo 10 km, validando a comparação da produtividade em usinas solares submetidas a mesma intensidade de irradiação (Pereira *et al.*, 2017).

Vale ressaltar que, a maioria desses sistemas possuem configurações de instalação distintas, ou seja, não se encontram nas mesmas condições de orientação e inclinação. De acordo com Carvalho *et al.* (2016), fatores como inclinação e direção dos sistemas fotovoltaicos influenciam nos valores da produtividade deles. Para a análise desta, foi calculada a variação percentual da produção de energia destas usinas, com base no maior valor da produtividade identificado (100 %) dentro de cada grupo separadamente.

Conforme o trabalho de Santos *et al.* (2012), o potencial de radiação solar recebido por cada superfície, considerando as áreas submetidas as mesmas intensidades de irradiação, com diferentes inclinações e orientações de instalação, variam 5 % entre uma superfície e outra. Desse modo, tem-se que, as plantas fotovoltaicas analisadas estarão operando dentro do esperado quando apresentarem uma variação percentual da produtividade maior ou igual a 95 % em relação a planta utilizada como referência de comparação (100 %) dentro do seu respectivo grupo.

Nos gráficos da Fig. 5, estão indicados os valores percentuais da produtividade em relação ao maior valor encontrado dentro dos grupos G1, G2, G3, G4, G6 e G7 em análise, a linha tracejada indica o limite de 95 % abaixo do maior valor. Produtividades menores que 95 % do máximo do grupo é um indicativo que aquela usina está operando com perdas significativas sendo um ponto de atenção para a manutenção.

Desta forma, observa-se que o grupo G1 e G4 são os que possuem usinas operando dentro do esperado, com produtividades acima de 95 % da referência. Os grupos G2, G6 e G7 possuem cada um, uma usina que está operando com desempenho abaixo do esperado. E o grupo G3 é o que mais chama a atenção, com todas as usinas operando com produtividades menores que 95 % da referência.

O gráfico da Fig. 6 apresenta os valores percentuais das usinas do G5, que estão localizadas no Município de Pesqueira. São 14 usinas, destas, apenas 2 (14,2 %) operam dentro da expectativa de produtividade, as outras 12 funcionam com produtividade reduzida.

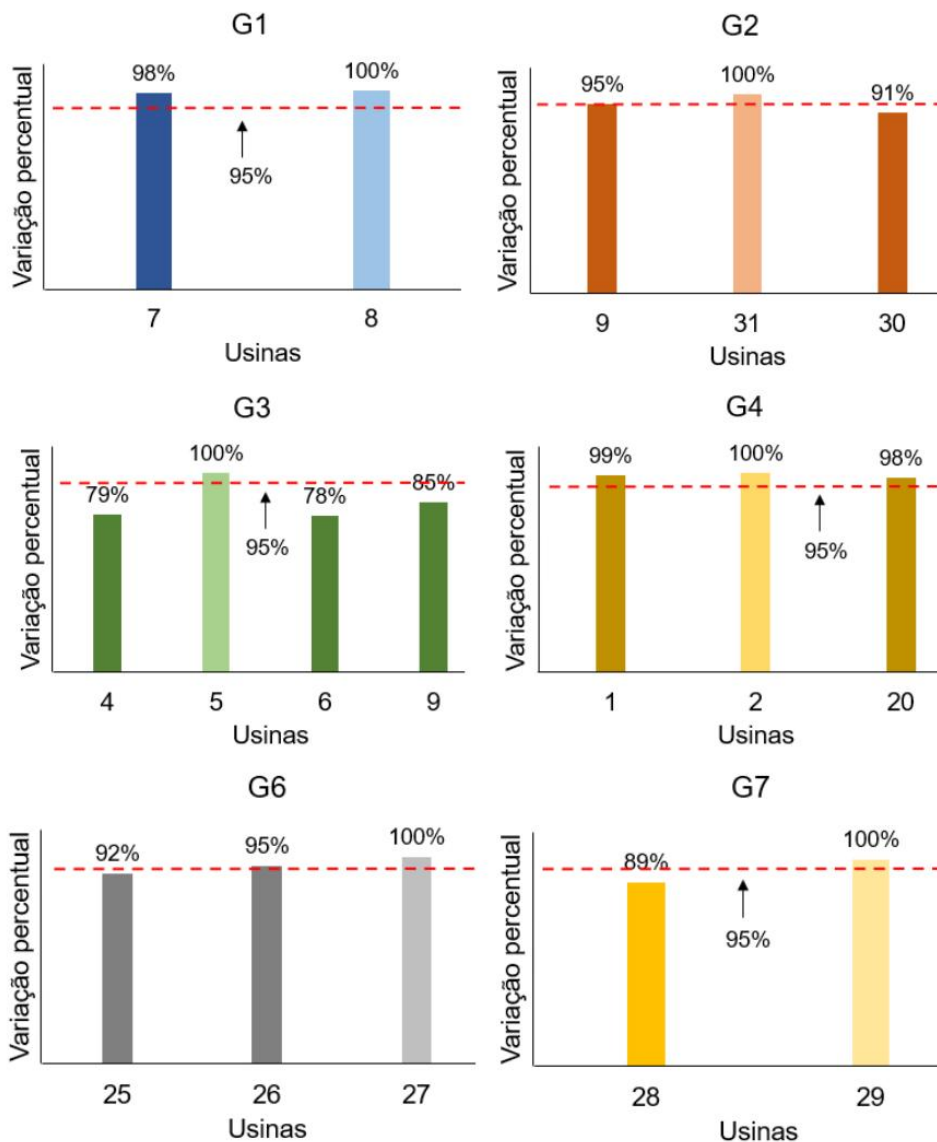


Figura 5 - Variação percentual da produtividade de cada usina dentro dos grupos G1, G2, G3, G4, G6 e G7.

Avaliação da produtividade simulada

Para a realização desta etapa foram reunidas informações para cada instalação, como: a quantidade e potência dos módulos, a potência do gerador e a potência do(s) inversor(es).

Assim, partir do banco de dados de todos os sistemas da empresa, foi possível obter a configuração do gerador e do inversor, isto é, a quantidade de módulos ligados em série, a quantidade de séries por MPPT (*Maximum Power Point Tracker* - rastreador do ponto de máxima potência) e a quantidade de MPPTs do inversor. Além disso, informações de fabricante e modelo dos módulos e dos inversores.

Os dados de inclinação e orientação azimutal dos telhados onde se encontram os módulos dos sistemas, em sua maioria, não foram encontrados no banco de dados da empresa. Para os casos de falta de informação, as inclinações foram padronizadas como tendo 10° (valor comum nas construções da região onde este trabalho foi realizado), e as orientações foram obtidas a partir de imagens de satélite.

De posse das informações e dos dados necessários, finalmente foi possível montar as configurações dos sistemas no programa de simulação PVsyst (que foi utilizado na sua versão de teste gratuita) com o objetivo de obter a produtividade diária média anual simulada. A operação destes sistemas foi simulada utilizando-se como fonte de dados de entrada os valores de irradiação solar diária média mensal (kWh/m²) do Atlas Solarimétrico do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (Pereira *et al.*, 2017) e dados de temperatura diária média mensal (°C) do banco de dados Meteororm, disponibilizados pelo próprio PVsyst.

Para considerar a redução natural do desempenho dos sistemas fotovoltaicos nas simulações, alguns fatores

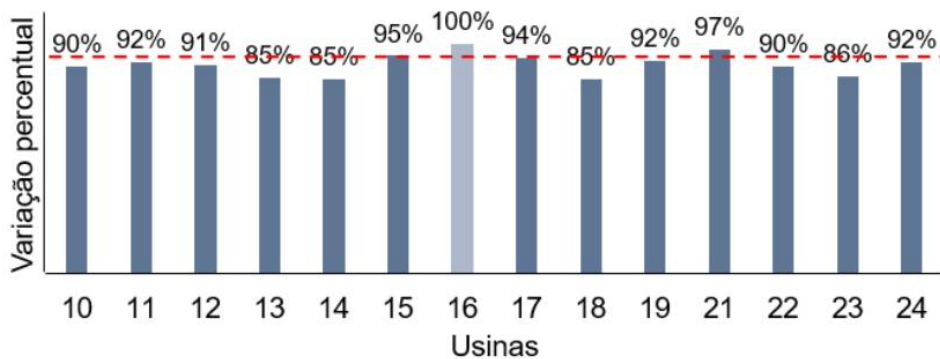


Figura 6 - Variação percentual da produtividade de cada usina dentro do grupo G5.

de perdas foram parametrizados no PVsyst. As perdas devido ao LID foram padronizadas em 2 % (Thevenard e Pelland, 2013), enquanto que foi considerado um percentual de perdas anuais por sujidade em 3 % para usinas localizadas em zonas rurais e 5 % para aquelas que se encontram em área urbana, conforme aborda Kimber *et al.* (2006). As perdas de sombreamento não foram consideradas pois pelas imagens de satélite não foram detectados elementos que pudessem provocar sombras nos módulos. Para as perdas térmicas, foram selecionadas as opções de valores padrões de fator de perdas térmicas (U) de acordo com a montagem e circulação de ar, pré-definidas pelo próprio PVsyst, sendo 29 W/m²K para sistemas em estruturas em solo e 20 W/m²K para os sistemas em telhados.

O gráfico da Fig. 7 apresenta os valores da produtividade simulada das 31 usinas que são objeto deste estudo.

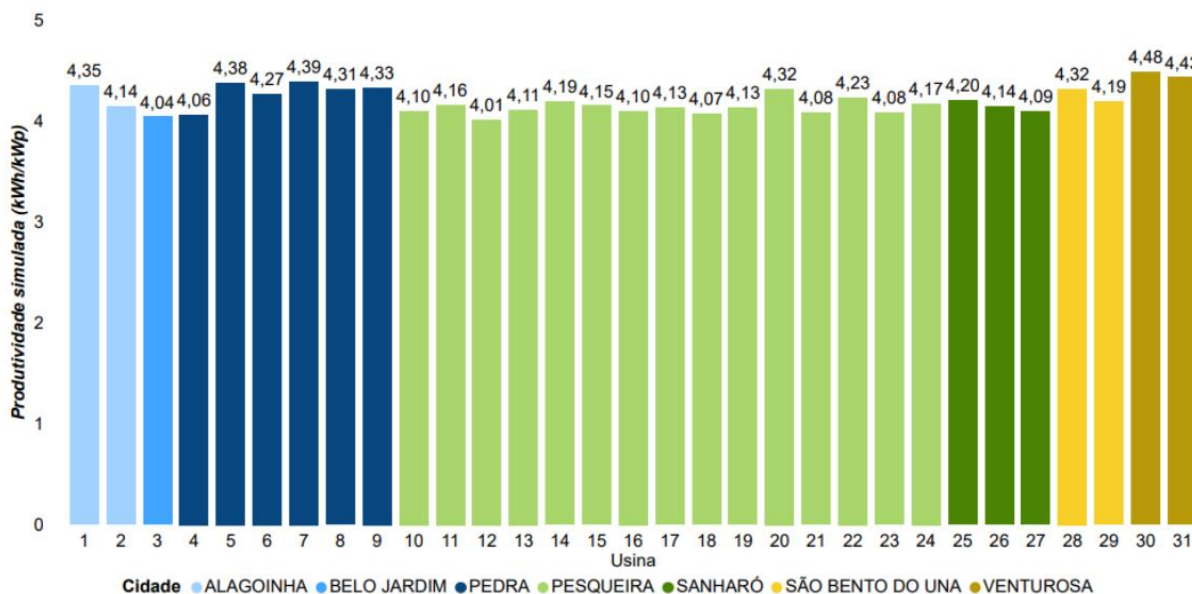


Figura 7 - Produtividade diária média anual simulada.

É possível observar no gráfico da Fig. 7 que a produtividade simulada mínima foi de 4,01 kWh/kWp e máxima de 4,48 kWh/kWp com uma variação de 0,47 kWh/kWp e uma média de 4,19 kWh/kWp e desvio padrão de 0,45 kWh/kWp (10,9 % da média).

A partir dos valores da produtividade medida e simulada, foi elaborado o gráfico da Fig. 8 que apresenta as diferenças percentuais entre os dois valores para cada usina. Valores positivos indicam que a produtividade medida foi menor que a simulada e os negativos representam o contrário.

Nesse sentido, é possível notar que em 26 dos 31 sistemas simulados (83,9 %) as usinas operaram em 2021 abaixo da expectativa, ou seja, a simulação superestimou a produtividade para a maioria das usinas. Em média, a diferença percentual entre simulação e operação foi de 6,06 % para esses 26 sistemas. A máxima diferença foi de 14,41 %.

Para as demais usinas (16,1 %), a simulação apresentou uma produtividade simulada menor do que a

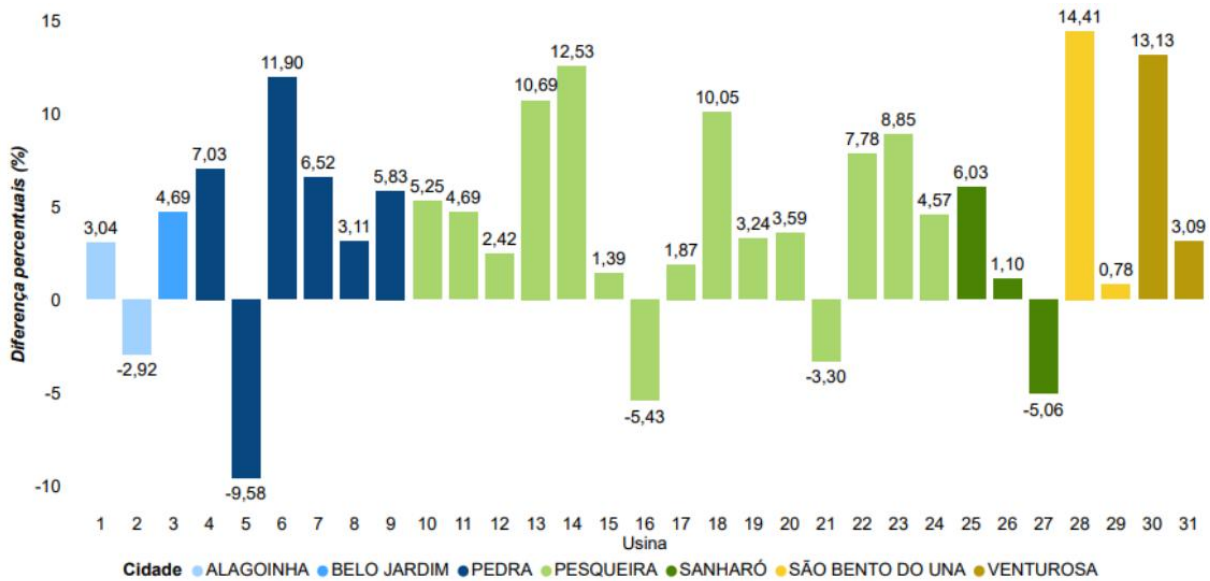


Figura 8 - Diferenças percentuais entre a produtividade simulada no PVsyst e a produtividade medida em 2021.

medida. Sendo este, um resultado de possíveis limitações da simulação em relação às condições reais de instalação dos sistemas, uma vez que todas as simulações foram baseadas nos dados de projeto. Em alguns destes casos, o que está realmente em operação no local pode estar diferente do projeto. Fato que deverá ser investigado em outro momento.

Observa-se também que existe uma não uniformidade nos valores das diferenças, o que permite considerar que a diferença entre o clima do ano de 2021 e o que foi utilizado na simulação (irradiação e temperatura) não foi o único fator que influenciou no resultado da produtividade das usinas, o que se pode concluir que podem ter ocorrido na realidade problemas de operação nas usinas com as maiores diferenças.

Considerando as diferenças percentuais apresentadas na Fig. 8, buscou-se analisar as causas que levaram a maior diferença encontrada (14,41 %) referente à usina 28, que está localizada no Município de São Bento do Una. O gráfico da Fig. 9 apresenta os valores de potência de operação do inversor do dia 16 ao dia 19 de maio de 2021.

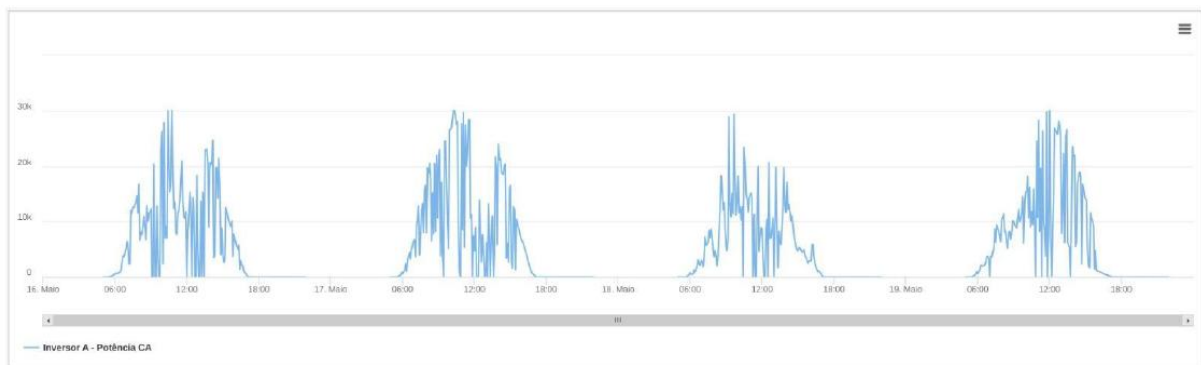


Figura 9 - Monitoramento da operação do inversor da usina 28 de 16 a 19 de maio de 2021.

É possível notar pela Fig. 9 que ocorrem diversos momentos nos 4 dias observados em que o inversor para de operar, principalmente nos momentos de maior irradiância (próximo ao meio dia), a causa mais provável para este tipo de operação do inversor é a má qualidade da rede elétrica, uma vez que foi verificado que esta usina está instalada em uma propriedade rural no Município de São Bento do Una. Vale ressaltar também que, o comportamento apresentado na Fig. 9 se repetiu para vários outros dias do mês de abril e maio, o que é a provável razão desta usina apresentar a maior diferença percentual em relação ao valor simulado. Destaca-se que este tipo de análise só é possível a partir da realização do monitoramento constante da operação das usinas, apenas com o registro permanente dos dados de operação é que se pode concluir que determinada instalação está com alto ou baixo desempenho.

Com conclusões do trabalho, ressalta-se que a metodologia aqui apresentada permite a identificação de usinas que operam com produtividade abaixo do esperado de duas maneiras:

(1) apenas a partir de valores medidos, quando se realiza o agrupamento delas em áreas com raio menor que 10 km, neste caso, é possível identificar estes casos comparando com o maior valor de produtividade do grupo. Esta opção torna-se útil quando não se tem acesso às informações do projeto ou no caso de um sistema de monitoramento remoto.

(2) quando se utilizam valores da simulação como referência para se identificar as usinas com deficiência de operação. Esta opção seria a mais adequada dentro do processo de desenvolvimento do projeto e do acompanhamento da operação, pois de posse das informações do projeto com mais precisão, é possível realizar a simulação mais próxima da realidade, o que permite a comparação com os valores de operação.

Ressalta-se que este trabalho utilizou valores médios diários anuais, porém, a metodologia aqui aplicada pode ser empregada com valores médios diários mensais para o caso da comparação com os valores da simulação e até valores diários para o caso da comparação apenas com valores medidos.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, IFPE Campus Pesqueira, pelo fomento à pesquisa com o financiamento das bolsas dos estudantes.

REFERÊNCIAS

- Baumgartner, F., Schmidt, H., Burger, B., Bründlinger, R., Häberlin, H., e Zehner, M., 2007. Status and relevance of the dc voltage dependency of the inverter efficiency. *Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Fiera Milano.
- Carvalho, R. A. S., Buiatti, G. M., Junior, F. R. S., e Camacho, J. R., 2016. Análise comparativa da produtividade real de sistemas de microgeração fotovoltaica no Brasil. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Belo Horizonte.
- GREENER, 2022. Estudo estratégico marcado fotovoltaico de geração distribuída.
- Kimber, A., Mitchell, L., Nogradi, S., e Wenger, H., 2006. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in california and the southwest region of the united states. *4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, vol. 2, pp. 2391–2395.
- Krenzinger, A. e Aguiar, D., 2016. Metodologia para elaboração de mapas de produtividade fotovoltaica no Rio Grande do Sul. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Belo Horizonte.
- Krenzinger, A., Prieb, C. W. M., e Gasparin, F. P., 2020. Mapas de produtividade fotovoltaica para o Rio Grande do Sul (Brasil). *XVI Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*. Lisboa.
- Kymakis, E., Kalykakis, S., e Papazoglou, T. M., 2009. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, vol. 50, n. 3, pp. 433–438.
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., e Townsend, T., 2005. Performance parameters for grid-connected pv systems. *Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1601–1606.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., e Rüther, R., 2017. Atlas brasileiro de energia solar, INPE.
- Prudêncio, B., Rampinelli, G., e Scarabelot, L., 2020. Monitoramento real e análise de indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em unidades prosumidoras residenciais. *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Fortaleza.
- Santos, I. P., Rüther, R., Nascimento, L., e Junior, L. C. P., 2012. Ábacos para análise simplificada de orientação e inclinação de sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificações. *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES*. São Paulo.
- Thevenard, D. e Pelland, S., 2013. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*, vol. 91, pp. 432–445.

Tiepolo, G. M., Junior, J. U., Pereira, . B., Pereira, S. V., e Alves, A. R., 2016. Comparação do potencial fotovoltaico do Estado do Paraná com outros Estados e Europa resultados parciais. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Belo Horizonte.

Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., e Oliveira, S. H. F. d., 2012. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*.

YEILD ANALISYS OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS IN AGRESTE PERNAMBUCANO, COMPARISON BETWEEN SIMULATED AND MEASURED DATA

Abstract. *Faced with a scenario of exponential development of the photovoltaic solar energy sector as a competitive source of electrical energy generation, the importance of monitoring the productivity of different types of enterprises is growing. This work presents two productivity analyses carried out with data from the year 2021 for 31 photovoltaic solar plants installed in Agreste region of Pernambuco State. The first uses only measured productivity data, where it was possible to identify, considering a variability of 5 %, that 60 % of the plants operated with low productivity. And in the second one, a comparison was developed between measured and simulated productivity. It was observed that in the vast majority of plants (83.9 %), the measured productivity was lower than the simulated one for the analyzed period. The biggest difference observed was 14.41 %. Only five plants showed measured productivity greater than the simulated one. The relationship between low productivity and climate issues was also not observed.*

Keywords: *Photovoltaic power plant, Yield, Solar power plants simulation*