

ANÁLISE DE DESEMPENHO ATRAVÉS DO PERFORMANCE RATIO DE USINAS FOTOVOLTAICAS NA MESMA LATITUDE

Regina Maria de Lima Neta – regina.lima@pesqueira.ifpe.edu.br

Vanuza Alves Teixeira

Manoel Henrique de Oliveira Pedrosa Filho

Instituto Federal de Pernambuco, Campus Pesqueira

Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino

Milde Maria da Silva Lira

Murilo Araujo Souza

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Com o crescimento exponencial dos sistemas fotovoltaicos (FV) no mundo todo, a análise de desempenho se tornou ferramenta importante para maximizar o processo de geração. Na literatura, o Performance Ratio (PR) é o indicador mais utilizado, como condição contratual ou garantia no comissionamento de sistemas FV, como forma de avaliar o rendimento anual e como desempenho global na previsão de geração em plantas FV que participam de leilões de energia elétrica a médio e curto prazo. Nesse estudo foram analisadas, no período de janeiro/21 a dezembro/21, três usinas FV localizadas na cidade de Pesqueira-PE com características de geração similares, duas com módulos com tecnologia de silício policristalino e uma com módulo de silício monocristalino, de fabricantes distintos e diferentes perdas de potência por temperatura. O PR foi calculado pelos métodos IEC 61724 e National Renewable Energy Laboratory (NREL) que considera as condições sazonais no local de estudo, acrescentando a temperatura da célula no equacionamento. Os resultados mostraram que no mês de janeiro, onde se observou a maior temperatura ambiente anual, o PR é mínimo; com relação ao maior desempenho, cada usina apresentou um valor e em meses divergentes, possivelmente devido às perdas características de cada instalação. A usina B com módulos de tecnologia silício monocristalino apresentou valores de PR inferiores aos das usinas com módulos de silício policristalino. Além disso, o parâmetro não mostrou sensibilidade ao tempo de funcionamento, pois a usina C com seis anos de atividade exibiu valores de PR similares aos da usina A com dois anos de atuação. Ficou claro que nos meses de menor temperatura ambiente o PR tem valor elevado mostrando que a temperatura influencia fortemente na performance dos sistemas FV.

Palavras-chave: Energia Solar, Desempenho Sistemas FV, Performance Ratio.

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro tem vivenciado uma crise bastante severa, caracterizada por diversos fatores, seja por sua matriz elétrica ainda majoritariamente proveniente de recursos hídricos e fósseis, pela escassez de chuvas, pelo baixo nível de água nos reservatórios e represas assim como pela falta de planejamento energético a longo prazo (Silva, 2021). Com o advento da industrialização e o crescimento populacional, a demanda por energia, de forma geral, é crescente e preocupante. Além disso, os elevados custos com o fornecimento de energia elétrica repassados ao consumidor final, têm incentivado cada vez mais o uso das fontes renováveis de energia, principalmente em sua forma solar fotovoltaica.

Enquanto o aquecimento global amplia, também devido ao funcionamento das usinas térmicas de combustíveis fósseis para suprir a crise hídrica, demonstrando perspectivas alarmantes, um fato novo tem ocasionado esperança: o custo tanto da geração solar fotovoltaica (FV) quanto da geração eólica tem diminuído em ritmo rápido. O Brasil, intensamente ensolarado e com grande potencial eólico, vem explorando, embora com certo atraso, esses recursos para tornar sua eletricidade ainda mais limpa (Chaves, 2021). A energia solar fotovoltaica tornou-se a fonte energética com maior crescimento anual, somente no Brasil, a capacidade instalada gerada aumentou de 2 MW em 2010 para 2485 MW no ano de 2019 (IRENA, 2020). Esse fato se explica pelo decréscimo dos preços dos insumos verificados nos últimos anos devido à alta oferta no mercado, à inovação tecnológica tendo em vista que os fabricantes garantem muitos anos de funcionamento em seus projetos, ao vasto potencial técnico existente e à minimização da emissão de gases de efeito estufa (EPE, 2020).

Atualmente, a geração solar FV anual é de 10.750 GW, o que corresponde à 1,73% do total nacional. Estudos de previsão mostram uma expansão significativa da fonte solar FV, levando em consideração apenas a geração centralizada, em um horizonte de 2050, prevê-se cerca de 27 a 90 GW de capacidade instalada, o que fortalecerá sua importância na matriz elétrica brasileira, em torno de 5 a 16% da geração total do país (EPE, 2020). Vale destacar que a parcela referente à geração distribuída não foi considerada o que deve incrementar ainda mais esse montante.

Nesse contexto de crescimento exponencial e com o avanço tecnológico, os componentes dos sistemas FV têm aumentado suas vidas úteis, os fabricantes de módulos garantem aproximadamente 25 anos de funcionamento de seus

produtos. No entanto, para que o retorno do investimento ocorra e para que haja garantia de eficiência de operação, é necessário um acompanhamento periódico de desempenho.

Diversos fatores resultam em falhas e perdas nos sistemas FV e afetam sua eficiência e qualidade de operação, podendo ocasionar riscos e/ou prolongar o retorno de investimento. Pode-se citar alguns exemplos comuns: curto-circuito em módulos, circuito aberto resultante de rompimento de cabos, degradação de células, perdas por sombreamento, sujidade e por temperatura elevada das superfícies (Kumar e Kumar, 2017).

Os parâmetros para análise de performance de sistemas FV têm sido bastante estudados no meio científico. A principal norma internacional, IEC 61724:1 2021 – Performance de Sistemas FV – Parte 1: Monitoramento, define orientações para a realização do monitoramento de plantas fotovoltaicas (IEC, 2021), e, pesquisadores de todo o mundo como Cañete *et al.* (2014), Eke & Demirkan (2013), Leloux *et al.* (2013), Micheli *et al.* (2014) e Sharma *et al.* (2013), detalham formas de análise do desempenho geral do sistema FV em relação à produção energética e às perdas totais, através de métricas como o *Performance Ratio* (PR), Fator de Capacidade (FC), rendimento do inversor, capacidade do arranjo fotovoltaico e do sistema (Kumar & Kumar, 2017). Entretanto, até o momento não há uma proposição de um indicador de eficiência, pois tal grandeza é avaliada segundo diversas perspectivas nas diferentes pesquisas (Yamada, 2020).

Dentre as métricas citadas, o PR se destaca como um indicador globalmente aceito para análise de desempenho de plantas FV. O trabalho de Khalid *et al.* (2016) cita países como Estados Unidos, Austrália e algumas nações da União Europeia como bons exemplos de uso desse parâmetro para melhorias no dinamismo de seus sistemas, por retificar faltas e planejar de forma otimizada as decisões de investimento. Da mesma forma, indústrias FV frequentemente utilizam dessa métrica como condição contratual e garantia no comissionamento do sistema, como meio de verificação do rendimento anual e como indicador de desempenho global, para cada ano da vigência contratual de plantas FV que participam de leilões de energia (EPE, 2021). Essa grandeza consiste em uma forma de calcular a eficiência, através da relação entre a produtividade real do sistema (razão da potência de saída CA pela potência nominal CC) e a produtividade teórica (razão da irradiância do arranjo pela irradiância no STC - *Standard Test Conditions*), somando as perdas devido à temperatura dos módulos, inversor, cabeamento, sujidade dos módulos, sombreamento, incompatibilidade e nos diodos de *by-pass* (Kumar & Kumar, 2017). De forma geral, é um fator normalizador que mostra a incompleta utilização da radiação solar incidente nos módulos, proporcionalmente à energia gerada que efetivamente será injetada na rede elétrica.

Por suas características, o PR é uma grandeza adimensional. Quanto mais próximo da unidade melhor é a performance do sistema FV, ou seja, apresenta menos perdas se comparado a outros sistemas em condições climáticas semelhantes (Khalid *et al.*, 2016). Grandes usinas de geração FV monitoram seus rendimentos através do PR, além de corrigir faltas se o valor resultante for menor que 0,8, servindo como um indicador de problema segundo UEDA (2009) e Marion *et al.* (2005). Além disso, o estudo realizado em 100 usinas FV na Alemanha por Reich *et al.* (2012) mostrou que um PR acima de 90% é realístico em sistemas otimizados, utilizando componentes eficientes e projetados apropriadamente, bem como instalados no solo, caracterizando que é possível esperar índices maiores no futuro.

Nesse contexto, foram selecionadas três usinas fotovoltaicas localizadas na mesma região, na cidade de Pesqueira-PE, para análise do desempenho anual através do indicador PR.

2. METODOLOGIA

A estrutura adotada para o estudo envolve a determinação do PR pelo modelo proposto pela IEC 61724:1-2021 e pela proposta com a correção sazonal do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Inicialmente foram selecionados os sistemas FV para investigação, em seguida foram coletados os dados meteorológicos de irradiância e temperatura ambiente da estação Solarimétrica do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) localizada na cidade de Pesqueira-PE (Pedrosa Filho & Cavalcanti, 2020) e as informações de geração de energia CA diária foram obtidas dos inversores de frequência. Por fim, foram calculados os parâmetros PR_{IEC} e PR_{NREL} para cada usina, em um período de doze meses.

2.1 Definição de Usinas FV

A análise de desempenho foi desenvolvida no período de janeiro/2021 a dezembro/2021, em três usinas fotovoltaicas localizadas na cidade de Pesqueira-PE, com Latitude 08° 21' 28" S e Longitude 36° 41' 47" W, cujas características estão descritas na Tab. 1:

Tabela 1 – Dados das usinas solares.

Usina	Potência da Usina (kWp)	Tecnologia do Módulo FV	Coefficiente Temperatura de Potência λ (%/°C)	Data de Ativação
A	15,64	Silício policristalino	- 0,408	10/2019
B	22,77	Silício monocristalino	- 0,380	06/2020
C	14,30	Silício policristalino	-0,450	06/2015

O critério de seleção esteve relacionado ao fato de que ambas possuem potência nominal similares, um fator importante foi a tecnologia de silício monocristalino da usina B em relação às demais de silício policristalino. Os módulos FV são de fabricantes distintos, com perdas de potência por temperatura diferentes como expresso pelo coeficiente λ . O tempo de ativação da usina também foi considerado na análise sobre a perspectiva do desempenho do sistema. Os módulos FV das três usinas são instalados no telhado, com limpeza natural através das chuvas e orvalhos.

2.2 Dados Climatológicos

Os dados climatológicos utilizados nesse estudo foram medidos na Estação Solarimétrica instalada no IFPE *campus* Pesqueira, sobre o telhado do Bloco E. O local possui instrumento para registro das irradiâncias solar global, difusa e direta (W/m^2) no plano horizontal, temperatura ambiente do ar ($^{\circ}C$), velocidade do vento (m/s), direção do vento ($^{\circ}$), índice de precipitação pluviométrico (mm) e umidade relativa do ar (%), amostrados e registrados em períodos de 1 (um) minuto. Os dados dessa estação e das 46 estações de medição da radiação solar das instituições: IFPE, APAC, INMET e INPE são disponibilizados para o público através da página <http://www.redesolpe.com.br/>.

A Tab. 2 apresenta a temperatura média ambiente mensal, referente ao ano de 2021, no local de investigação.

Tabela 2 – Dados de Temperatura Ambiente em Pesqueira-PE.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temperatura Média Ambiente ($^{\circ}C$)	25,09	25,71	24,68	23,97	22,45	21,56	21,35	21,27	23,87	25,36	26,73	25,84

Para determinar a irradiância no plano inclinado dos módulos utilizou-se a referência de Liu & Jordan (1963), que define a irradiância total diária, que incide em uma superfície inclinada (G_{INC}) com um ângulo β de inclinação em relação à superfície horizontal, como a soma das irradiâncias direta, difusa e global, conforme Eq. (1):

$$G_{INC} = G_d \cos\theta + G_f \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + \rho G_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (1)$$

Em que G_d , G_f , e G_g representam, a irradiância solar horária direta, difusa e global, respectivamente; θ simboliza o ângulo de incidência, correspondente ao ângulo formado entre os raios do Sol e o plano normal de uma superfície de captação (Rabl, 1985), sendo calculado de acordo com a Eq. (2); β representa o ângulo formado entre o plano horizontal da superfície terrestre e o plano de uma superfície de captação, sendo igual à latitude, pois os módulos das usinas estão dispostos nessa inclinação; ρ representa o albedo, que é o coeficiente de reflexão da radiação solar de uma determinada superfície, adotou-se o valor típico de 0,2 adotado em Liu & Jordan (1963) para solos sem neve.

$$\cos\theta = \cos\beta \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \cos\beta \cdot \sin\delta \cdot \sin\omega + \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega + \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega - \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \sin\delta \cdot \cos\omega \quad (2)$$

Em que δ é a declinação solar calculada segundo (Rabl, 1985), vide Eq. (3); ω é o ângulo horário determinado conforme a Eq. (4); ϕ representa a latitude local e γ simboliza o ângulo azimutal, adotado como 180° .

$$\sin\delta = -\sin(23,45^{\circ}) \cdot \cos\left(\frac{360^{\circ}(n + 10)}{365,25}\right) \quad (3)$$

Em que n representa o dia Juliano.

$$\omega = (H_s - 12) \cdot 15^{\circ} \quad (4)$$

No qual H_s expressa a hora solar.

A Fig. 1 apresenta as curvas irradiância diária no plano inclinado para cada mês do ano de 2021. Pode-se observar que o mês de agosto/21 apresentou os valores mais baixos de irradiância diária, abaixo de $800 W/m^2$, visto que este é o mês de menor temperatura anual na cidade de Pesqueira-PE. No meses de janeiro a abril/21 e outubro a dezembro/21 a irradiância apresentou valores acima de $1000 W/m^2$ em alguns horários do dia, característica que reforça o potencial solar daquele local. Os meses de maio e junho/21 apresentaram decréscimo da irradiância pela alta nebulosidade nessa época do ano.

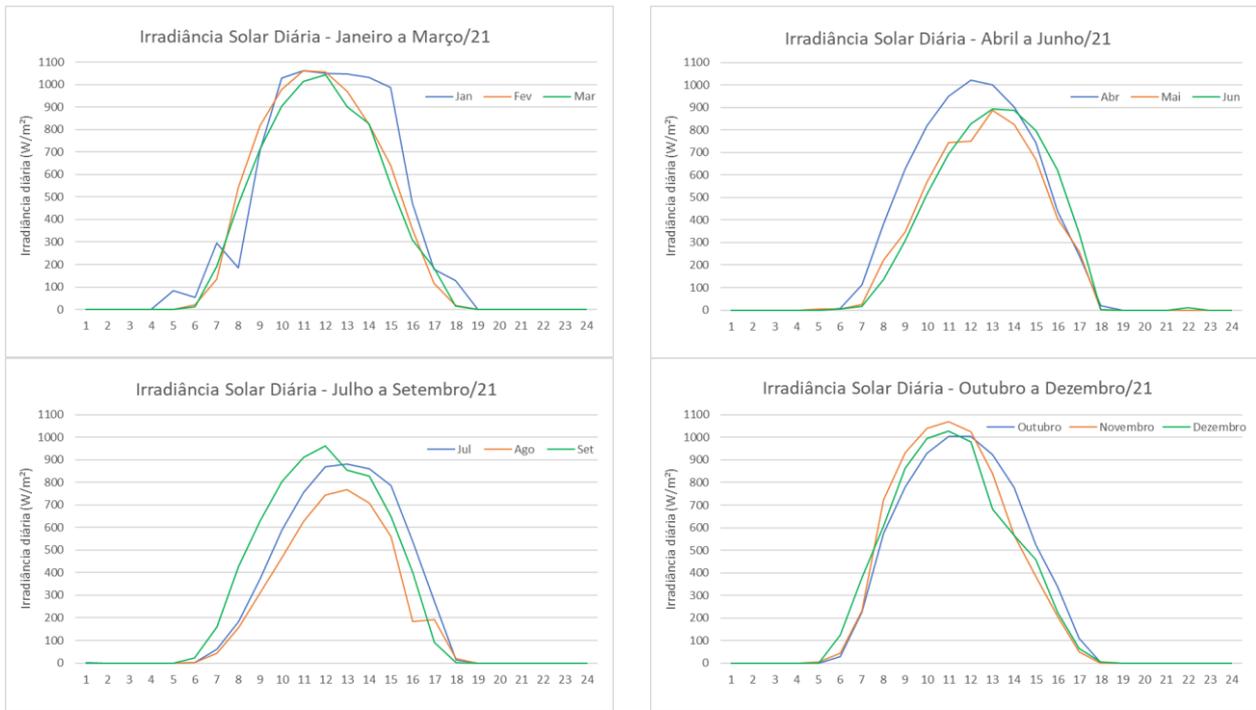


Figura 1 – Irradiância diária no plano inclinado no ano de 2021.

2.3 Cálculo do PR

O método padrão para o cálculo do PR, utilizado em vários estudos, é a formulação proposta na norma IEC 61724 (IEC, 2021), conforme Eq. (5):

$$PR_{IEC} = \frac{\zeta_{real}}{\zeta_{teor}} = \frac{\sum_i E_{CA,i}}{\sum_i \left[P_{nom} \times \left(\frac{G_{T,i}}{G_0} \right) \right]} \quad (5)$$

Em que ζ_{real} representa a produtividade real; ζ_{teor} simboliza a produtividade teórica; E_{CA} é a potência de saída CA no instante i (kW); P_{nom} significa a potência nominal CC (kW); G_0 equivale à irradiância no plano inclinado no plano inclinado dos módulos no instante i (W/m²) e i é intervalo de tempo (hora, dia, mês, ano...).

Essa equação apresenta algumas limitações como a dependência na localização do sistema o que dificulta com que sejam feitas comparações entre usinas FV diferentes, além de que as variações climáticas que impactam diretamente na temperatura dos módulos e conseqüentemente em seu desempenho, não são claramente consideradas.

Kymakis *et al.* (2009) propôs o cálculo do PR a partir do produto das perdas típicas relacionadas ao sistema FV, que incluem degradação do painel, temperatura do módulo, sujeira, rede interna, inversor de frequência, transformador, disponibilidade do sistema e conexão à rede. No entanto, apesar dessa proposta ser interessante pela categorização das perdas no sistema FV, seu uso não é simplificado pois a perda por sujidade é estimada empiricamente baseada no estudo PVUSA, realizado com dados coletados nos Estados Unidos, o que viabiliza sua aplicação somente nesse país (Townsend e Hutchinson, 2000).

Para obter um PR mais realístico em uma localização específica, com suas características de temperatura que variam com o clima, o NREL propôs um modelo de cálculo do desempenho global, denominado 'PR corrigido'. Essa formulação, que representa uma modificação da equação proposta pela IEC, indiretamente considera fatores que afetam a temperatura ambiente, a velocidade do vento e a radiação solar. De acordo com o NREL, o valor do PR é corrigido através da temperatura média anual da célula, grandeza que é dependente da sazonalidade no local de instalação da usina FV. A expressão proposta pelo NREL (Dierauf *et al.*, 2013) pode ser vista na Eq. (6):

$$PR_{NREL} = \frac{\sum_i E_{CA,i}}{\sum_i P_{nom} \left[1 - \lambda(T_{cel,anual} - T_{cel,i}) \times \left(\frac{G_{T,i}}{G_0} \right) \right]} \quad (6)$$

Em que λ é o coeficiente de perda de potência por temperatura, informado pelo fabricante do módulo no *datasheet* (%/°C); $T_{cel,anual}$ exprime a temperatura média anual da célula (°C) e $T_{cel,i}$ é a temperatura da célula FV, no instante i (°C).

Esse modelo permite comparar sistemas FV localizados em diferentes zonas climáticas, no entanto não incorpora os efeitos de sujidade nem de variação de irradiância e a correção é limitada a variações que afetam a temperatura do módulo. Além disso, os dados precisam ser coletados por, pelo menos, um ano devido à alternância sazonal para determinar a temperatura média anual.

A temperatura é um parâmetro muito importante a ser considerado, pois as células solares são bastante sensíveis às variações dessa grandeza. Com o aumento térmico do módulo solar, a corrente de saída eleva discretamente enquanto a tensão de saída é reduzida linearmente, como resultado, a potência de saída é diminuída (parâmetro λ do módulo) pois o calor reduz a geração solar (Skoplaki & Palyvos, 2009).

Para o cálculo das temperaturas das células no instante i ($T_{cel,i}$), utilizou-se a referência de Ross & Smokler (1986), conforme Eq. (7):

$$T_{cel,i} = T_{a,i} + \left(\frac{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} \right) \cdot G_{T,i} \quad (7)$$

Na qual, $T_{a,i}$ indica a temperatura ambiente no instante i ; T_{NOCT} é a temperatura do módulo no *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), cujo valor é informado pelos fabricantes dos módulos no *datasheet* (°C); $T_{a,NOCT}$ define a temperatura ambiente no NOCT (20 °C) e G_{NOCT} significa a irradiância no NOCT (800 W/m²).

A temperatura média anual da célula ($T_{cel,anual}$), é definida pelo NREL (Dierauf *et al.*, 2013), como o somatório hora a hora, em um período de 365 dias (8760 h) do produto irradiância e temperatura da célula, conforme pode ser visto na Eq. (8):

$$T_{cel,anual} = \frac{\sum_i G_{T,i} \times T_{cel,i}}{\sum_i G_{T,i}} \quad (8)$$

Para análise do comportamento do desempenho global diário nos meses analisados, foram selecionados dias aleatórios de cada mês para o cálculo do PR diário, os quais estão descritos na Tab. 3. O critério de escolha esteve relacionado com os dados disponíveis de irradiância diária no plano inclinado e temperatura ambiente, optou-se por dias com poucas nuvens, sol pleno e que representasse de forma majoritária o comportamento mensal do sistema FV.

Tabela 3 – Dias típicos utilizados no cálculo do PR.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Dia Típico	16/01	19/02	17/03	03/04	25/05	12/06	30/07	17/08	21/09	13/10	20/11	09/12

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Análise de desempenho – Usina A

A usina FV A tem potência nominal de 15,64 kWp, sendo constituída por 46 módulos de 340 Wp de tecnologia silício policristalino, com data de ativação 10/2019. Os valores de PR diários que foram calculados no período analisado e a geração mensal podem ser vistos na Fig. 2.

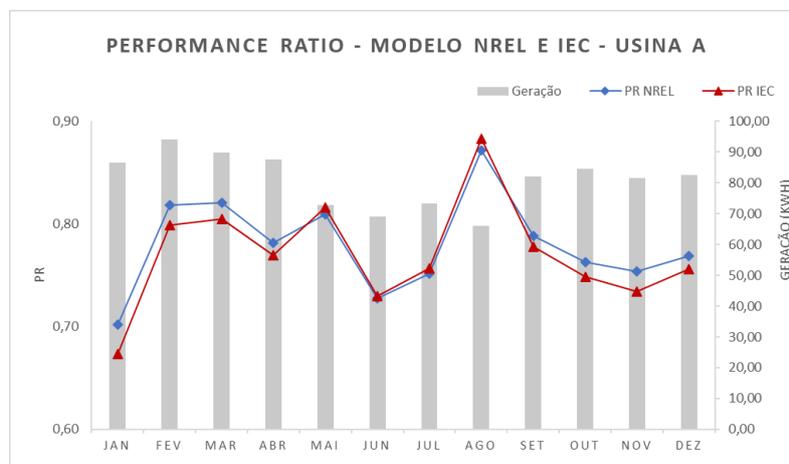


Figura 2 – Performance Ratio e geração da Usina A.

Os valores máximos de PR (0,87 e 0,88) registrados no mês de agosto são coerentes, pois para a região analisada, esse mês apresenta a mínima temperatura da célula (28,07 °C), o que representa uma redução das perdas térmicas do módulo. Nesse período também se observa que a produtividade é mínima (66,06 kWh), fator já esperado, pois como foi visto na Fig. 1, o mês de agosto é o que apresenta a menor irradiância anual. Por sua vez, o mês de janeiro apresentou os menores valores de PR (0,70 e 0,67), justamente pela ocorrência da máxima temperatura da célula (36,61 °C) apesar da maior irradiância registrada (1060 W/m²), essa redução no desempenho se explica pelo fato de que apesar da irradiância elevada, a perda de potência causada pelo aumento térmico não permite que o rendimento da usina seja o esperado (1,0). Em relação ao resultado obtido com os dois modelos de cálculo, a máxima diferença foi percebida no mês de janeiro (4%), mas de forma geral, os dois índices se comportaram similarmente, como visto no traçado das curvas.

A tendência de geração ao longo dos doze meses reflete a característica sazonal local, como visto no item 2.2, a geração crescente nos meses de janeiro a abril e setembro a dezembro é corroborada pela elevação da irradiância solar diária para a localidade.

3.2 Análise de desempenho – Usina B

A usina FV B tem potência nominal de 22,77 kWp, sendo constituída por 66 módulos de 345 Wp de tecnologia silício monocristalino, com data de ativação 06/2020. Os valores de PR mensais que foram calculados no período analisado e a geração mensal podem ser vistos na Fig. 3.

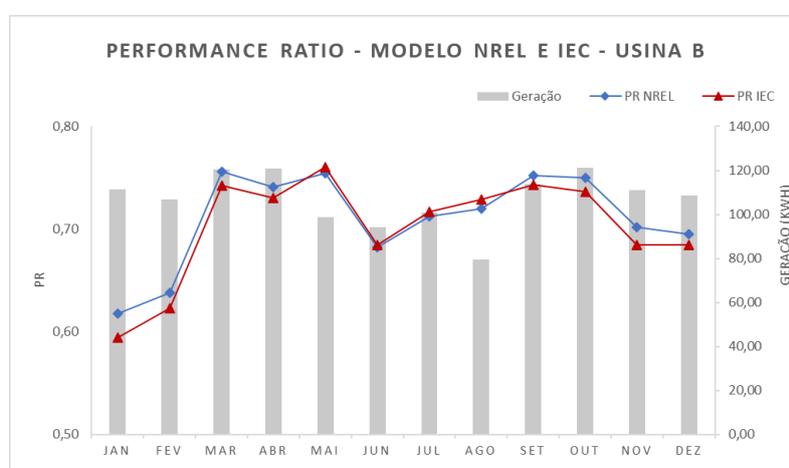


Figura 3 – Performance Ratio e geração da Usina B.

Os valores máximos de PR (0,76 e 0,75) foram registrados nos meses de março e maio. A geração mínima mensal (79,40 kWh) ocorreu no mês de agosto e apresentou a mínima temperatura da célula (27,54 °C). Por sua vez, o mês de janeiro apresentou os menores valores de PR (0,62 e 0,59), justamente pela ocorrência da máxima temperatura da célula (35,75 °C) apesar da maior irradiância registrada (1060 W/m²), essa redução no desempenho se explica pelo fato de que apesar da irradiância elevada, a perda de potência causada pelo aumento térmico não permite que o rendimento da usina seja máximo. Entre os valores calculados de PR para os dois métodos, observou-se a maior diferença no mês de janeiro (4%).

Para essa usina, os meses que apresentaram maior geração foram: março (120,7 kWh), abril (120,9 kWh), setembro (114 kWh) e outubro (121,1 kWh). Dessa forma, o dia de maior geração foi relatado em outubro e não coincidiu com o máximo PR, significando que o desempenho global depende de muitas variáveis, entre elas, a irradiância.

3.3 Análise de desempenho – Usina C

A usina FV C tem capacidade de 14,30 kWp, sendo constituída por 102 módulos de 140 Wp de tecnologia silício policristalino, com data de ativação 06/2015. Os valores de PR mensais que foram calculados no período analisado e a geração mensal podem ser vistos na Fig. 4.

Os valores máximos de PR (0,83 e 0,84) ocorreram no mês de maio. Como já esperado, a produtividade mínima mensal (54,27 kWh) ocorreu no mês de agosto e apresentou a mínima temperatura da célula (28,03 °C). Por sua vez, o mês de janeiro apresentou os menores valores de PR (0,64 e 0,61), justamente pela ocorrência da máxima temperatura da célula (36,61 °C) apesar da maior irradiância diária registrada (1060 W/m²), essa redução no desempenho se explica pelo fato de que apesar da irradiância elevada, a perda de potência causada pelo aumento térmico não permite que o rendimento da usina seja máximo. Entre os valores calculados de PR para os dois métodos, observou-se a maior diferença no mês de janeiro (4%). Para essa usina, os meses que apresentaram maior geração foram: fevereiro (83 kWh) e outubro (81,28 kWh).

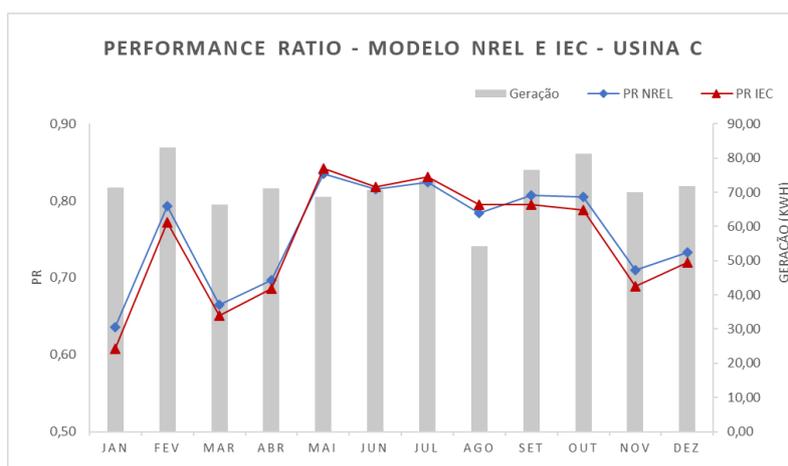


Figura 4 – Performance Ratio e geração da Usina C.

3.4 Discussões

Apesar das três usinas estarem localizadas na mesma latitude, com a mesma inclinação dos módulos e sob as mesmas condições climáticas, o desempenho global PR, mostrou comportamento distinto em algumas situações. A Tab. 4 detalha os valores mensais de PR_{IEC} e PR_{NREL} para a as usinas A, B e C.

Tabela 4 – Valores de PR_{IEC} e PR_{NREL} nos dias típicos utilizados na pesquisa.

PR_{IEC}												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Usina A	0,67	0,80	0,81	0,77	0,82	0,73	0,76	0,88	0,78	0,75	0,73	0,76
Usina B	0,59	0,62	0,74	0,73	0,76	0,68	0,72	0,73	0,74	0,74	0,68	0,68
Usina C	0,61	0,77	0,65	0,69	0,84	0,82	0,83	0,79	0,80	0,79	0,69	0,72
PR_{NREL}												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Usina A	0,70	0,82	0,82	0,78	0,81	0,73	0,75	0,87	0,79	0,76	0,75	0,77
Usina B	0,62	0,64	0,76	0,74	0,75	0,68	0,71	0,72	0,75	0,75	0,70	0,70
Usina C	0,64	0,79	0,66	0,70	0,83	0,81	0,82	0,78	0,81	0,80	0,71	0,73

Ao analisar a Tab. 4, observa-se que usina A apresentou PR_{A_NREL} médio de 0,78 e PR_{A_IEC} médio de 0,77; no caso da usina B, os valores médios de PR_{B_NREL} e PR_{B_IEC} foram de 0,71 e 0,70, respectivamente; por fim, para a usina C, os valores médios PR_{C_NREL} e PR_{C_IEC} foram 0,76 e 0,75, respectivamente. É importante destacar que a usina C está em funcionamento há 6 (seis anos) e quando comparada às demais seu desempenho global é similar, no entanto, sabe-se que a célula FV sofre degradação ao longo do tempo, dentre outras causas, por sujeira, visto que não há limpeza manual. Estudos relatam que a degradação típica dos módulos FV, equivale a uma taxa de perdas médias na potência de 1,42%/ano para módulos de silício policristalino e 0,8%/ano para tecnologias de silício monocristalino (Jordan e Kurtz, 2013; Oliveira, 2020).

De forma geral, os valores de PR da usina B foram inferiores aos das outras usinas, apesar de ser o sistema com menor tempo de funcionamento desde a ativação. Um ponto importante é que essa instalação possui a tecnologia de silício monocristalino e pelo fabricante do módulo, a perda de potência é de - 0,380%/°C, a menor taxa entre as três usinas. No entanto, observou-se os piores desempenhos globais ao longo do ano, nesse caso. Por outro lado, verifica-se menor variabilidade sazonal do PR dessa usina, no decorrer do ano, em relação às outras duas usinas.

A usina C apresentou maior dispersão do PR ao longo do ano, possivelmente devido ao aumento das perdas com o tempo de funcionamento. Na amostra analisada, o desvio padrão para o PR_{C_NREL} e para o PR_{C_IEC} , foram 0,06757 e 0,07657, respectivamente; enquanto para a usina A foram, 0,04608 e 0,05221, e para a usina B, 0,04600 e 0,05077.

No mês de janeiro, especificamente, cuja temperatura das células foi máxima devido à elevada temperatura ambiente e clima seco na cidade de Pesqueira-PE, tanto o PR_{NREL} quanto o PR_{IEC} apresentaram valores mínimos em relação aos doze meses de análise.

4. CONCLUSÃO

Com o elevado número de novas instalações FV, é cada vez mais importante a realização de análise de desempenho para otimização dos sistemas FV, para que possam ser encontradas e tratadas as fragilidades e para estudos de previsão

de geração de energia a longo prazo, para isso, a investigação através do desempenho global ou *Performance Ratio* tem sido muito utilizada por projetistas de sistemas FV e pesquisadores.

O estudo mostrou que a usina com módulo de tecnologia de silício monocristalino apresentou valores de PR inferiores aos das outras usinas com módulos de silício policristalino, fato já observado em algumas pesquisas (Kumar, & Sudhakar, 2015; Satsangi *et al.*, 2018; GOPI *et al.*, 2021). No entanto, essa tecnologia mostrou menor variabilidade do desempenho global ao longo do ano.

O parâmetro PR não mostrou sensibilidade ao tempo de funcionamento das usinas, sendo a degradação do módulo irrelevante para esse cálculo. Com relação aos dois métodos utilizados para o cálculo do PR, o modelo NREL apresentou menor dispersão que o IEC, considerando a sazonalidade anual e destacando a influência da temperatura na determinação do desempenho global dos sistemas FV.

REFERÊNCIAS

- Cañete, C.; Carretero, J.; Sidrach-de-Cardona, M. Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy*, v. 65, p. 295-302, 2014.
- Chaves, A. S. Tecnologias de eletricidade limpa podem resolver a crise climática. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 43, 2021.
- Dierauf, T. *et al.* Weather-corrected performance ratio. National Renewable Energy Lab. (NREL). United States, 2013.
- Eke, R.; Demircan, H. Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey. *Energy Conversion and Management*, v. 65, p. 580-586, 2013.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 2021.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília, 2020.
- GOPI, A. *et al.* Comparison of normal and weather corrected performance ratio of photovoltaic solar plants in hot and cold climates. *Energy for Sustainable Development*, v. 65, p. 53-62, 2021.
- IEC. International Standard IEC 61724: 1 - Photovoltaic System Performance - Part 1: Monitoring. 2021.
- IRENA, International Renewable Energy Agency. Renewable energy statistics. Abu Dhabi, 2020.
- Jordan, D. C.; Kurtz, S.R. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, n. 1, pp. 12-29, 2013.
- Khalid, A. M. *et al.* Performance ratio—Crucial parameter for grid connected PV plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 65, p. 1139-1158, 2016.
- Kumar, B. S.; Sudhakar, K. Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy reports*, v. 1, p. 184-192, 2015.
- Kumar, M.; Kumar, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, p. 554-587, 2017.
- Kymakis, E.; Kalykakis, S.; Papazoglou, T. M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, v. 50, n. 3, p. 433-438, 2009.
- Leloux, J.; Narvarte, L.; Trebosc, D. Review of the performance of residential PV systems in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 2, p. 1369-1376, 2012.
- Liu, B. Y.H.; Jordan, R. C. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors: with design data for the US, its outlying possessions and Canada. *Solar energy*, v. 7, n. 2, p. 53-74, 1963.
- Marion, B. *et al.* Performance parameters for grid-connected PV systems. In: Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005. IEEE, p. 1601-1606, 2005.
- Micheli D.; Alessandrini S.; Radu R.; Casula I. Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern Italy. *Energy Convers Manag* 2014; 80:436-45.
- Oliveira, F. S. *et al.* Avaliação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos no Período Inicial de Operação. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2020.
- Pedrosa Filho M. H; Cavalcanti, E. B. Desenvolvimento de Mapa de Irradiação Solar Global para o Estado de Pernambuco. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2020.
- Rabl, A. Active solar collectors and their applications. Oxford University Press on Demand, 1985.
- Reich, N. H. *et al.* Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.
- Ross, R.G.; Smokler, M. I. Flat-Plate Solar Array Project Final Report, vol. VI, Engineering Sciences and Reliability. Report DOE/JPL-1012-125, 1986.
- Satsangi, P. *et al.* Performance analysis of grid interactive solar photovoltaic plant in India. *Energy for Sustainable Development*, v. 47, p. 9-16, 2018.
- Sharma, V.; Kumar, A.; Sastry, O.; Chandel, S. Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*, 58:511-8, 2013.
- Silva, C. S. V. *et al.* Rastreador solar de eixo duplo: um estudo para a otimização da energia solar fotovoltaica no Brasil. 2021.
- Skoplaki, E.; Palyvos, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar energy*, v. 83, n. 5, p. 614-624, 2009.

- Townsend, T. U.; Hutchinson, P. A. Soiling Analysis at PVUSA. Proceedings of ASES-2000, Madison, WI, 2000.
- Ueda, Y. *et al.* Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. Solar energy materials and solar cells, v. 93, n. 6-7, p. 945-949, 2009.
- Yamada, G. D. *et al.* Métricas de Cálculo de Eficiência na Produção de Energia em Plantas Fotovoltaicas. In: Congresso Brasileiro de Automática-CBA. 2020.

PERFORMANCE ANALYSIS THROUGH THE PERFORMANCE RATIO OF PHOTOVOLTAIC PLANTS IN THE SAME LATITUDE

Abstract. *With the exponential growth of photovoltaic systems (FV) worldwide, a performance analysis has become a significant tool to maximize the generated electricity. In the literature, the Performance Ratio (PR) is the most used indicator, as a contractual condition or guarantee in the commissioning of PV systems, as a way of evaluating the yield and as a global performance in the forecast of generation in PV plants that participate in auctions of electrical systems in the medium and short term. In this study, three plants FV were analysed, from January/21 to December/21, they are in Pesqueira-PE with characteristics of similar, two with modules with polycrystalline silicon technology and one with monocrystalline silicon technology, from different manufacturers and different power loss rate by temperature. The PR was calculated using the IEC 61724 and National Renewable Energy Laboratory (NREL) methods, which consider the conditions at the study site, adding the cell temperature to the equation. The minimum value of PR occurred in the month of January because is the month with highest annual ambient temperature; Regarding the highest PR, each plant presented a value and in different months, possibly due to the characteristics of each installation. The B plant with monocrystalline silicon technology modules presented PR small than the plants with polycrystalline silicon modules. In addition, the parameter showed no sensitivity to the operating time of the system, as the C plant with six years of use resulted in values of the PR like those with two years of activity. The value of PR is biggest in the colder months, because the temperature influence in the performance of PV systems.*

Key words: *Solar Energy, Performance PV Systems, Performance Ratio.*