

ANÁLISE DE GERAÇÃO E PERDAS EM UMA USINA FOTOVOLTAICA: IDENTIFICAÇÃO, IMPACTOS E ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO.

Lindeberg de Oliveira Barbosa¹ e Romênia Gurgel Vieira²

Resumo: A produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis tem se consolidado como uma prioridade em várias economias ao redor do mundo, impulsionada por políticas de incentivo e investimentos estratégicos. Dentre essas fontes, a energia solar fotovoltaica se destaca devido à sua operação com baixas emissões de poluentes e ao aproveitamento de um recurso natural inesgotável. Esse crescimento, tanto em usinas de grande porte quanto em sistemas distribuídos, exige maior atenção às práticas de inspeção e manutenção. Essas ações são fundamentais para assegurar o funcionamento adequado dos sistemas, conforme os parâmetros de projeto, além de minimizar riscos à saúde humana, à segurança operacional e ao meio ambiente. Este trabalho apresenta uma análise detalhada do desempenho de uma usina fotovoltaica conectada à rede, instalada no prédio Laboratório de Engenharias I da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA). O estudo teve como objetivo principal identificar as principais perdas de geração e avaliar seus impactos na eficiência energética do sistema. Para isso, foram utilizadas ferramentas como câmera termográfica, medidor de irradiância e multímetro de painel, que permitiram detectar falhas físicas nos módulos FV, como pontos quentes, sujeiras e um módulo severamente danificado (módulo 8). Os dados reais de geração foram comparados aos resultados simulados no *software* PVSol, evidenciando uma diferença de 13,91% no índice de desempenho (*Performance Ratio* – PR), com um PR real de 62,35% ao passo que o teórico estimava uma PR de 76,26%. A presença de sujeiras e sombreamentos contribuiu de forma significativa para essa discrepância. A partir da análise das curvas I-V e P-V, observou-se a influência negativa do módulo defeituoso sobre toda a *string*. Os resultados reforçam a importância da manutenção preventiva e da substituição de componentes danificados para garantir a eficiência e confiabilidade de sistemas fotovoltaicos. O estudo conclui que ações corretivas e estratégicas são fundamentais para mitigar perdas e otimizar a geração de energia em usinas fotovoltaicas.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Perdas de Geração; Eficiência Energética; *Performance Ratio*.

1. INTRODUÇÃO

A energia proveniente do Sol representa uma das fontes mais promissoras para suprir as necessidades energéticas da sociedade contemporânea, tanto por seu caráter renovável quanto por sua abundância ao longo do tempo em escala terrestre. Essa forma de energia se destaca não apenas como fonte de luz, mas também de calor, contribuindo de maneira significativa para diversas formas indiretas de geração de energia. É importante destacar que a maioria das fontes energéticas utilizadas atualmente têm, em última instância, origem na energia solar, que atua como base essencial para os processos naturais que sustentam a matriz energética do planeta (PINHO, GALDINO, 2014).

A crescente demanda por fontes de energia sustentáveis e a preocupação com os impactos ambientais causados pelas matrizes energéticas convencionais têm impulsionado o desenvolvimento e a adoção de tecnologias renováveis. Nesse cenário, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma alternativa limpa, abundante e cada vez mais acessível, sendo amplamente utilizada em sistemas de geração distribuída e em grandes usinas fotovoltaicas (PINHO, GALDINO, 2014).

Diversos países já têm direcionado investimentos para o aproveitamento da energia solar, desde a análise da radiação que incide sobre a superfície terrestre até o desenvolvimento de tecnologias que possibilitem sua aplicação de forma técnica e economicamente viável. O Brasil também participa desse movimento, por meio de iniciativas como a avaliação da eficiência de pequenos sistemas fotovoltaicos em áreas isoladas e o levantamento do potencial solar nacional, ações fundamentais para a formulação de uma política pública voltada ao setor energético solar (LION, 2007).

A conversão direta da luz solar em eletricidade ocorre por meio do efeito fotovoltaico, um processo que envolve células solares operando de forma silenciosa, sem partes móveis, sem emissão de poluentes e baseada em fonte renovável. Inicialmente, essa tecnologia era empregada principalmente em países desenvolvidos como Alemanha, Itália, China e Estados Unidos, além de comunidades rurais isoladas que enfrentavam dificuldades de acesso à rede elétrica convencional. Com o passar do tempo, a maior consciência ambiental da população, especialmente

diante das mudanças climáticas, somada à redução nos custos dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, tem impulsionado a adoção dessa forma de geração elétrica também no Brasil. (RÜTHER, 2004).

O setor de energia solar no Brasil segue em constante expansão, posicionando o país entre os principais destaques mundiais no uso dessa fonte limpa e renovável. A expectativa é de que, em 2025, sejam acrescentados cerca de 13,2 GW à capacidade instalada nacional, representando um aumento de aproximadamente 25% em relação aos atuais 51,5 GW. (ABSOLAR, 2025).

Apesar do avanço tecnológico e do aumento da eficiência dos sistemas fotovoltaicos, ainda existem diversos fatores que comprometem o desempenho ideal das usinas fotovoltaica. Perdas associadas à sujeira nos módulos, sombreamento, falhas nos inversores, degradação dos componentes, variações climáticas e até falhas de projeto e operação podem impactar significativamente a geração de energia, reduzindo a eficiência do sistema e afetando sua viabilidade econômica.

Segundo Rezende (2018), ainda se observa uma lacuna significativa de estudos aprofundados sobre o impacto da sujeira em diferentes regiões do mundo. A literatura existente concentra-se, em sua maioria, em usinas de grande porte localizadas em regiões com alta presença de poeira e areia. Tem-se difundido a ideia de que, especialmente em sistemas de microgeração, não é viável técnica ou economicamente realizar limpezas periódicas nos módulos fotovoltaicos. No entanto, essa afirmação carece de uma base experimental sólida que a sustente. Em determinadas condições como elevada ocupação urbana, poluição atmosférica acentuada, baixos índices de precipitação e ângulos desfavoráveis de inclinação dos módulos, as perdas causadas pelo acúmulo de sujeira podem ser suficientemente relevantes para justificar a adoção de estratégias regulares de limpeza, visando à recuperação da eficiência energética do sistema.

Em sua pesquisa, Dieter (2018) avaliou os impactos das perdas por meio de modelagens matemáticas e simulações computacionais, constatando que o sombreamento parcial pode reduzir drasticamente a corrente gerada pelas células e provocar "pontos quentes" (*hotspots*), resultando em degradação física dos módulos. Além disso, o estudo demonstrou que a sujeira acumulada na superfície dos módulos FV especialmente em ambientes secos ou urbanos provoca variações nas curvas de tensão e corrente, causando reduções significativas na geração.

Ainda segundo Dieter (2018), as perdas por incompatibilidade, ou *mismatch*, decorrentes de diferenças entre módulos ligados em série, também têm efeito relevante na eficiência do sistema, limitando a corrente do conjunto pela célula de menor desempenho. A autora destaca que tais perdas se agravam com o envelhecimento dos módulos ou por falhas localizadas. Outro ponto analisado no estudo foi a perda por reflexão, relacionada ao ângulo de incidência da radiação solar, que reduz a quantidade de luz efetivamente absorvida pelas células.

Esses fatores, se somados, podem representar perdas significativas de energia ao longo do tempo, reduzindo a viabilidade econômica da instalação. Portanto, a identificação e quantificação das perdas são essenciais para a elaboração de estratégias que visem à mitigação dos impactos e à otimização do desempenho elétrico dos sistemas.

Diante desse contexto, este trabalho tem como objetivo identificar e quantificar as principais perdas associadas à geração fotovoltaica, abrangendo aspectos elétricos, térmicos e ambientais. Também são consideradas influências externas, como sombreamento parcial, acúmulo de sujeira sobre os módulos e o processo natural de degradação dos componentes ao longo do tempo. Por meio da comparação entre os dados reais de geração e os valores teóricos esperados, pretende-se propor estratégias de mitigação que contribuam para o aumento da eficiência energética do sistema e a otimização de sua operação.

O estudo busca avaliar o desempenho de uma usina fotovoltaica que está localizada no prédio Laboratório de Engenharias I da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA). O sistema possui uma potência instalada de 3.430 W e é constituído por duas *strings*, cada uma composta por 7 módulos fotovoltaicos conectados em série, totalizando 14 módulos. Cada módulo apresenta potência nominal de 245 W_p e está em funcionamento nessa configuração, há aproximadamente, 1 (um) ano.

O presente trabalho está organizado em seções numeradas para favorecer a compreensão do desempenho de sistemas fotovoltaicos. A Seção 2 traz a descrição detalhada do sistema fotovoltaico estudado, abordando suas características técnicas. Na Seção 3, realiza-se a análise operacional e de desempenho da usina fotovoltaica, destacando os procedimentos de inspeção, coleta e interpretação dos dados obtidos. A Seção 4 é dedicada à apresentação das estratégias de mitigação propostas para aprimorar a eficiência do sistema. Por fim, a Seção 5 reúne a conclusão, na qual são discutidos os principais resultados e as perspectivas para trabalhos futuros.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTUDADO

O local referente ao objetivo deste trabalho é uma usina geradora que está situada na Universidade Federal Rural do Semi-árido (UFERSA). O sistema fotovoltaico instalado representado na Figura 2, é formado por 14 módulos de 245 W_p, divididos em duas sequências (*strings*) de 7 módulos conectados em série, somando uma capacidade total de 3.430 W. Os módulos fotovoltaicos operam há 10 anos, mas a configuração atual (duas *strings* de 7 módulos) foi implementada há apenas um ano devido à adequação da usina para estudos científicos. Ou seja, esses módulos foram reaproveitados de outra configuração anterior, sem substituição de nenhum deles. Durante o período de operação, um dos módulos apresentou quebra do vidro e outros registraram degradação devido às condições ao longo do tempo.

A usina é monitorada através de um sistema composto por um conjunto de sensores e uma estação meteorológica, como ilustra a Figura 1.

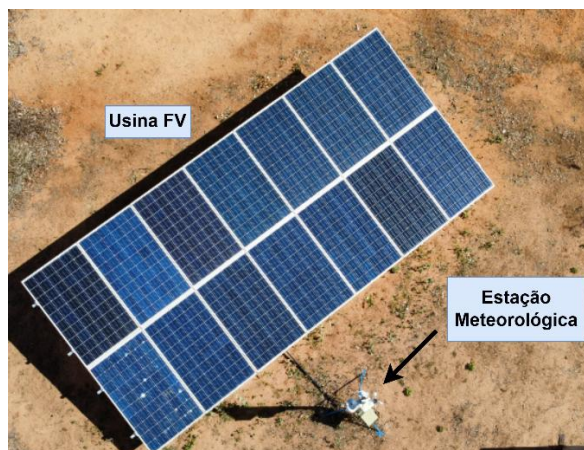


Figura 1: Vista superior da usina estudada (Fonte: Autoria própria)

Antes de chegar aos dispositivos de monitoramento, a corrente gerada passa por uma *string box* do fabricante Clamper, equipada com duas entradas e duas saídas (tensão máxima de 1040 V e corrente de até 32 A), além de contar com dispositivos de proteção contra surtos (DPS). A partir da *string box*, a energia é conduzida até o inversor, que transforma a corrente contínua em corrente alternada (CA), encaminhando-a para o quadro de distribuição principal. A Figura 2 ilustra o diagrama unifilar da usina.

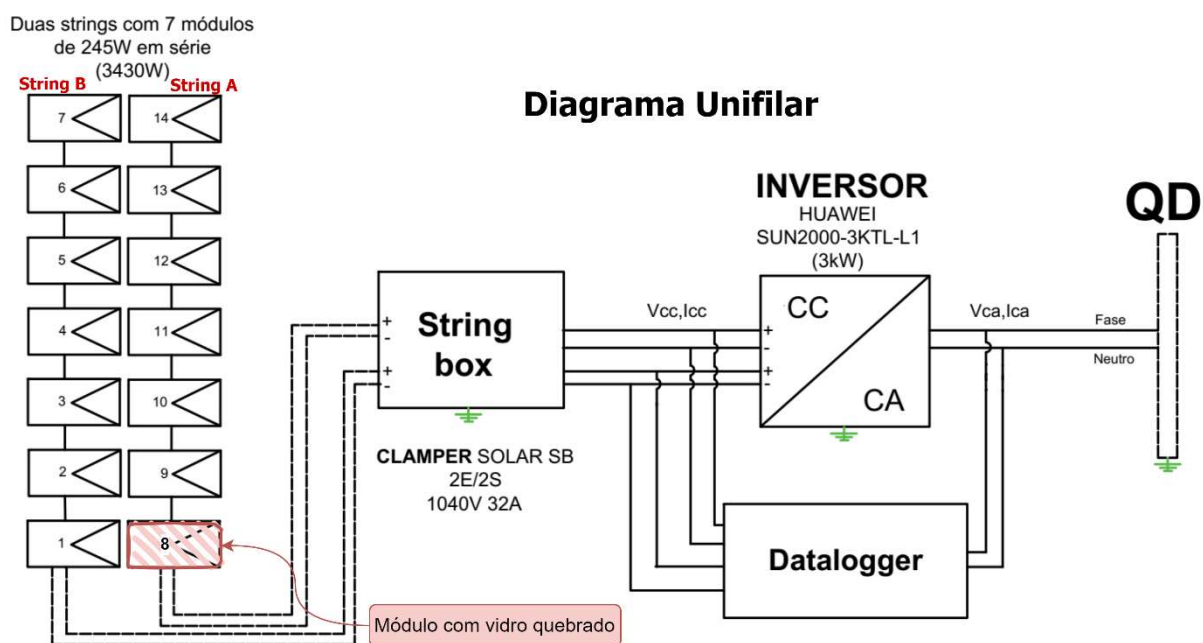


Figura 2: Diagrama unifilar da usina. (Fonte: Autoria própria)

3. ANÁLISE OPERACIONAL E DESEMPENHO DA USINA

3.1 Procedimentos de Inspeção e Coleta de Dados

A metodologia adotada neste estudo fundamenta-se em procedimentos sistemáticos de inspeção, coleta e análise de dados, visando avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico estudado. Inicialmente, foi realizada uma inspeção visual detalhada dos módulos, buscando identificar danos aparentes, como trincas no vidro, pontos de degradação e acúmulo de sujeira. Essa etapa foi complementada com o uso de uma câmera termográfica Hikmicro acoplada a um drone, permitindo uma visualização aérea detalhada dos módulos e facilitando a identificação de possíveis anomalias térmicas ou defeitos visuais nos módulos.

Além das inspeções visuais e termográficas, empregou-se o multímetro Elejoy, projetado para painéis fotovoltaicos, que possibilitou a aferição do ponto de máxima potência por cada módulo individualmente. Durante essas medições, procedeu-se à conexão direta dos cabos positivos e negativos de cada módulo ao multímetro,

determinando o ponto de máxima potência possível para cada unidade. Simultaneamente, a irradiância incidente sobre os módulos foi quantificada utilizando o medidor Instrutherm MES-100, garantindo que as análises de desempenho considerassem variações ambientais momentâneas.

As inspeções e medições foram planejadas para abranger diferentes horários ao longo de uma semana, possibilitando a observação dos efeitos do sombreamento parcial em determinados módulos, bem como a influência das condições meteorológicas na performance geral. Ao cruzar os resultados das análises visuais, termográficas e elétricas, tornou-se viável identificar não apenas as causas imediatas de degradação dos módulos, mas também avaliar o impacto de fatores externos, como a deposição de poeira e sombreamentos temporários, sobre o rendimento do sistema.

A inspeção visual realizada com drone revelou pontos críticos onde deveriam ser realizadas a termográfica, como ilustra a Figura 3. Observando a Figura 3, é perceptível a quebra do vidro no módulo 8 e descoloração nos módulos. A descoloração pode indicar a ocorrência de delaminação, *hotspots*, acúmulo de sujeira ou resíduos químicos. A diferença de tonalidade entre os módulos pode sugerir desgaste desigual, presença de microfissuras ou degradação por raios ultravioleta.

Pode-se associar o nível de degradação observado à combinação entre o tempo de uso dos módulos fotovoltaicos, aproximadamente 10 anos, e às condições climáticas características da região semiárida onde o sistema está instalado. Esse tipo de ambiente impõe fatores que aceleram os processos de envelhecimento dos componentes.

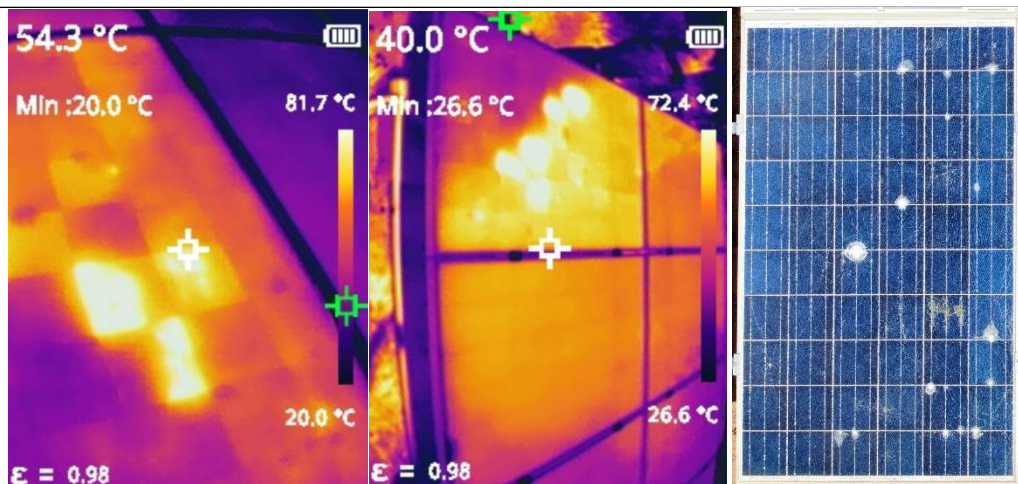
As altas temperaturas constantes elevam o estresse térmico nos módulos, favorecendo fenômenos como delaminação e formação de *hotspots*. A irradiância solar intensa contribui para a degradação do encapsulante e de materiais poliméricos, enquanto a baixa umidade relativa do ar, aliada à presença frequente de poeira, pode provocar abrasão superficial, sombreamento parcial e dificultar a dissipação térmica. Por fim, chuvas esparsas e intensas, típicas da região, podem causar choques térmicos e infiltrações, especialmente em módulos com falhas na vedação.



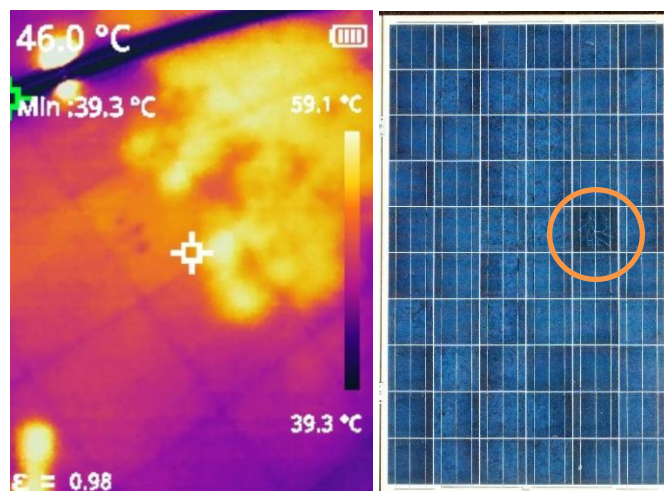
Figura 3: Inspeção visual com drone. (Fonte: Autoria própria)

A inspeção visual foi realizada durante um período de uma semana. Foi possível observar alguns locais sombreados módulos 8 e 9, porém o momento de sombreamento maior, afetava o módulo 8, que por sua vez já está danificado. Por esse motivo não é possível saber o quanto essa sombra prejudica na eficiência do módulo FV, já os outros módulos são afetados pelos sombreamentos em horários mais tardes, depois das 16:00 horas, quando índice de irradiância é mais baixo. Além da redução no desempenho do gerador fotovoltaico, o sombreamento parcial também pode causar falhas no módulo FV. Isso ocorre porque a corrente gerada, ao não ser conduzida adequadamente, acaba sendo dissipada na própria célula sombreada. Essa dissipação localizada pode provocar o chamado "ponto quente" (*hotspot*), caracterizado por um aumento excessivo de temperatura na célula FV afetada. Como consequência, pode haver danos físicos como trincas no vidro e derretimento de materiais poliméricos e metálicos utilizados na composição do módulo FV (PINHO; GALDINO, 2014).

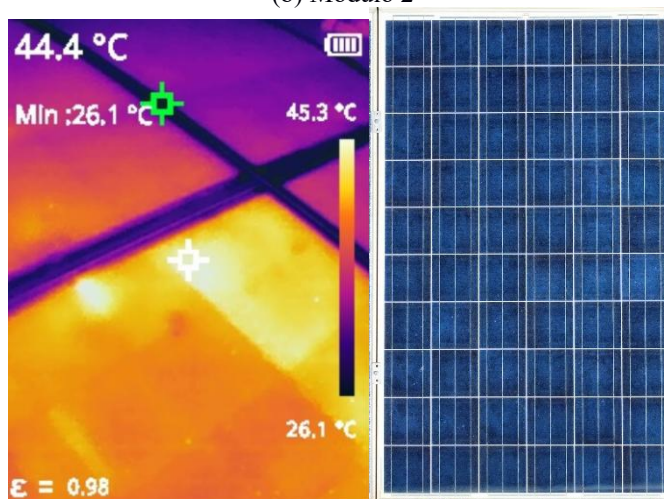
A Figura 4 apresenta imagens termográficas dos módulos 2, 8 e 9 do sistema fotovoltaico em estudo, permitindo identificar áreas com elevação anormal de temperatura. Esses pontos são indicativos de falhas locais e podem comprometer o desempenho e a vida útil dos módulos.



(a) Módulo 8



(b) Módulo 2



(c) Módulo 9

Figura 4: Imagem termográficas de: (a) Módulo 8, (b) Módulo 2 e (c) Módulo 9 (Fonte: Autoria própria)

Na Figura 4 (a), a imagem termográfica do módulo 8 revela um ponto quente expressivo, originado por dano ao vidro do painel, já detectados na inspeção visual inicial. Esses pontos podem estar associados a fissuras ou à presença prolongada de sujeira, que dificultam a dissipação térmica. Como consequência, há maior risco de degradação dos materiais do módulo e perda significativa de eficiência. Em situações extremas, danos estruturais, como trincas no vidro ou derretimento de polímeros, por exemplos, podem ocorrer.

Na Figura 4 (b), observa-se um ponto quente de menor intensidade, no módulo 2, mas ainda relevante. Ocasionalmente pelo surgimento da falha de *snail trails*, ou “trilhas de caracol”, que são marcas esbranquiçadas ou acinzentadas que aparecem na superfície de módulos fotovoltaicos de silício cristalino (Matos Filho, 2020). Embora pareçam apenas manchas estéticas, elas estão associadas a microfissuras nas células fotovoltaicas e podem

indicar degradação do desempenho elétrico do módulo ao longo do tempo. Embora o impacto individual possa ser menor que no módulo 8, a persistência do *hotspot* pode levar à redução progressiva do desempenho e acelerar processos de degradação nas células atingidas.

Em relação ao módulo 9 a Figura 4 (c), apresenta uma distribuição de temperatura diferente, com eventuais áreas aquecidas, porém menos intensas que nos módulos anteriores. Isso pode indicar início de formação de pontos quentes devido deposição de sujeira ou microfissuras. A atenção a esses sinais é fundamental para a manutenção preventiva, evitando que o problema se agrave.

Segundo Maghami. (2016), a presença de sujeiras na superfície dos módulos fotovoltaicos pode causar perdas significativas na geração de energia. Essas perdas, conhecidas como perdas por contaminação, ocorrem quando partículas como poeira, fuligem, neve ou outras impurezas se acumulam sobre o vidro do módulo, dificultando a passagem da luz solar. A poeira, em especial, forma uma camada fina composta por partículas geralmente menores que 10 μm , embora esse tamanho possa variar de acordo com o ambiente e a localização do sistema. As fontes dessa poeira são diversas, podendo vir da poluição do ar, movimentação de veículos, atividade industrial, eventos naturais como erupções vulcânicas ou até mesmo pela ação dos ventos.

Os sistemas fotovoltaicos enfrentam limitações em situações de sombreamento parcial, especialmente devido à relação não linear entre corrente e tensão nesses cenários. Essa condição pode comprometer significativamente o desempenho do sistema. De acordo com análises estatísticas, a redução na potência gerada pode variar amplamente, podendo atingir valores entre 10% e 70%, dependendo da intensidade e da distribuição do sombreamento. (HAJIGHORBANI, Shahrooz et al, 2014).

3.2 Análise dos Dados Coletados

A análise dos dados coletados revela aspectos importantes sobre o desempenho da usina fotovoltaica. O levantamento dos pontos de máxima potência para cada módulo, aliado ao monitoramento da irradiância durante as medições, permite identificar rapidamente anomalias operacionais e avaliar a eficiência global do sistema. Esses dados foram coletados com o uso do multímetro de painel, um módulo de cada vez, para ter maior confiabilidade.

A Figura 5 ilustra os dados coletados e analisados. No cenário observado, a maioria dos módulos apresentou resultados compatíveis com a irradiância incidente, mostrando-se alinhados com as expectativas de produção. No entanto, destaca-se o caso do módulo 8, cuja potência máxima registrada foi sensivelmente inferior aos demais (apenas 47,7 W mesmo sob uma irradiância de 910,4 W/m^2). Esse comportamento evidencia que a quebra no vidro de proteção no módulo, compromete significativamente o seu desempenho individual.

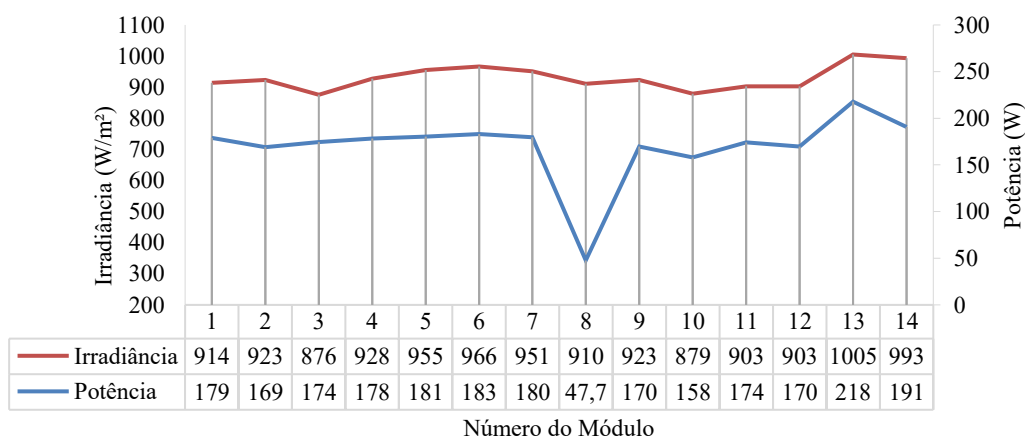


Figura 5: Curva de potência e irradiância para cada um dos módulos do sistema estudado. (Fonte: Autoria própria)

É importante observar que as medições foram realizadas nos horários de maior irradiação solar, entre 11:30 e 12:30, períodos tipicamente associados ao pico de geração. Isso reforça a confiabilidade dos dados e descarta, em grande parte, a influência de condições transitórias de baixa irradiância.

Ao analisar a Figura 5, com foco no módulo 13, onde não foram identificadas anomalias visuais ou elétricas, razão pela qual este módulo foi adotado como referência para avaliação da potência garantida pelo fabricante. Conforme especificado na folha de dados do módulo YL245P-29b da Yingli Solar, após 10 anos de operação, espera-se que o módulo mantenha pelo menos 91,2% de sua potência nominal, o que corresponde a 223,44 W. As condições padrão de teste (STC) utilizadas pelo fabricante são: irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25 $^{\circ}\text{C}$.

Durante a medição em campo, a irradiância observada esteve próxima das condições de teste, entretanto, a temperatura da célula não pôde ser controlada, como é típico em ambientes externos. Por esse motivo, considera-

se razoável utilizar o módulo 13 como referência para avaliação da potência com base nos dados fornecidos pelo fabricante.

A medição do ponto de máxima potência do módulo 13 resultou em 218 W, o que representa uma redução de 2,43% em relação ao valor garantido. Essa diferença pode estar relacionada à elevação da temperatura da célula durante a medição. Ainda assim, a potência medida está dentro dos limites especificados pelo fabricante, conforme indicado na folha de dados (YINGLI SOLAR, 2012).

Além dos pontos de máxima potência individuais de cada módulo, foram também coletados os P_{MPP} 's (pontos de máxima potência) referentes a cada *string* do sistema, associados às respectivas curvas de potência *versus* tensão (PV) e corrente *versus* tensão (I-V). A análise das curvas de corrente e potência em função da tensão para as *strings* do sistema fotovoltaico revela pontos cruciais sobre o desempenho do conjunto, especialmente no que se refere ao impacto de falhas individuais nos módulos.

De acordo com Lopes (2020), módulos fotovoltaicos e *strings* são caracterizados por essas curvas, sendo que os valores de corrente e tensão dos painéis sofrem influência direta das condições de temperatura e irradiância. As curvas foram traçadas considerando uma irradiância de 826 W/m² e temperatura de 33,6 °C e foram obtidas por meio do próprio inversor do sistema. A Figura 6 apresenta as curvas I-V e P-V relativas às *strings* A e B do sistema fotovoltaico analisado.

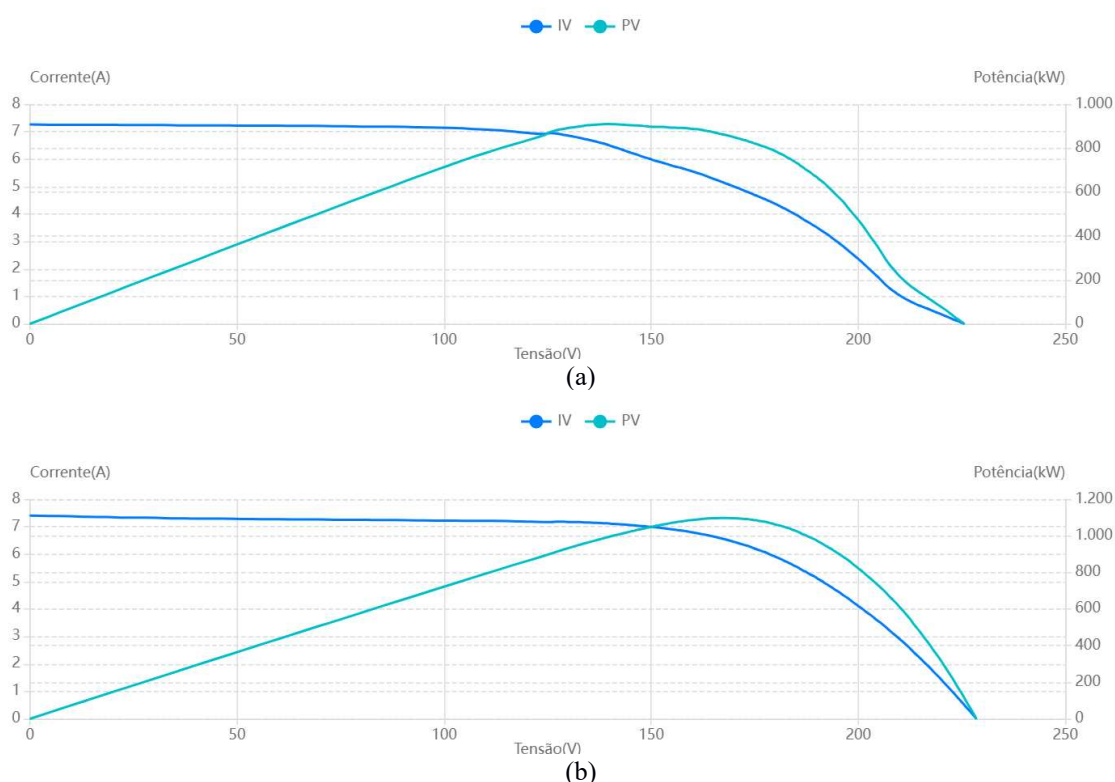


Figura 6: Curva IV e PV: (a) *string* A e (b) *string* B (Fonte: Autoria própria)

Na Figura 6 (a) observa-se o comportamento das curvas de corrente e potência em função da tensão na *string* A e na Figura 6 (b) são as curvas em relação à *string* B. Nota-se a presença de distorções significativas nas curvas, especialmente na região de máxima potência, causadas pela interferência do módulo 8, que se encontra danificado. Esse defeito impacta diretamente na geração de corrente e, consequentemente, na potência da *string*.

A Tabela 1 traz os resultados encontrados nas curvas da Figura 6. O ponto de máxima potência registrado para a *string* A foi de 909,57 W, com tensão de máxima potência (V_{MPP}) de 139,1 V e corrente máxima (I_{MPP}) de 6,53 A. A discrepância encontrada no módulo 8 tem implicações diretas na performance da usina, uma vez que a queda de potência desse componente reduz a eficiência da *string* como um todo. Em sistemas fotovoltaicos conectados em série, um único módulo defeituoso pode limitar a corrente de toda a *string*, resultando em perdas substanciais de energia. Além disso, a análise detalhada dessas informações permite inferir a necessidade de manutenção preventiva e corretiva.

Tabela 1: Resultado da Curva I-V e P-V nas *strings* A e B.

<i>String</i>	P_{MPP} (W)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	I_{sc} (A)	Fator de Forma (FF)
A	909,57	139,1	6,53	7,26	0,56
B	1097,04	166,8	6,57	7,40	0,65

Fonte: Autoria própria

Na figura 7 ilustra as curvas I-V de cada *string*. A linha azul representa a *string* B e a linha verde a *string* A. O resultado esperado é que essas duas curvas fossem muito semelhantes, visto que elas têm o mesmo número de módulos e a mesma potência. Porém, de acordo com a Figura 7 e com os dados da Tabela 2, o Fator de Forma (FF) calculado para a *string* A foi de 0,56, valor inferior ao obtido na *string* B, cujo FF foi de 0,65. Essa diferença evidencia a queda do P_{MPP} e uma redução no desempenho da *string* A comparado com a *string* B, indicando perdas significativas de potência associadas ao defeito do módulo comprometido, sombreamentos e sujidades acumuladas.

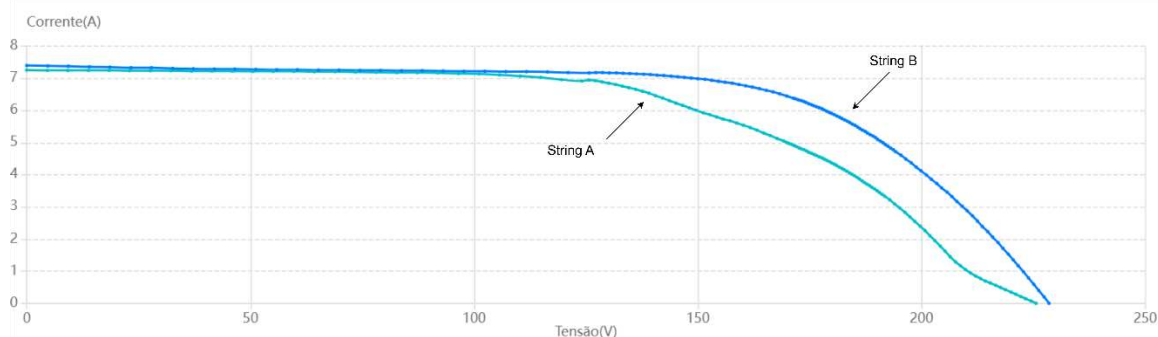


Figura 7: Curvas *strings* A e B. (Fonte: Autoria própria)

O Fator de Forma (FF) é um dos principais parâmetros utilizados para avaliar o desempenho de células fotovoltaicas, sendo definido como a razão entre a potência máxima gerada pelo módulo e o produto da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Em outras palavras, ele indica a quão “quadrada” é a curva característica I-V da célula, sendo um indicativo da qualidade da célula fotovoltaica (GREEN, 1982). Um valor de FF mais elevado, próximo a 1, significa menor perda interna e maior eficiência de conversão.

3.3 Simulação de Desempenho com PVSol

Com o uso do software PVSol foi feita uma representação da usina em estudo, os dados servirão para comparar com os dados reais e observar o quanto as perdas estão afetando a geração. Os dados teóricos simulados estão ilustrados na Tabela 2.

Tabela 2: Resultado da simulação no PVSol.

Potência do gerador fotovoltaico	3,43 kWp
Rendimento anual específico	1.626,79 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,26 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	10,0 %
Injeção na rede	5.591 kWh/Ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	5.591 kWh/Ano

Fonte: Autoria própria.

O rendimento anual esperado para esta usina é 5591 kWh/Ano, de acordo com a Tabela 2. Porém o rendimento real medido em um ano de operação da usina foi de 4373,37 kWh/Ano. A comparação entre o rendimento anual esperado e o rendimento real medido revela uma diferença significativa na performance da usina fotovoltaica analisada. Essa discrepância, equivalente a uma redução de, aproximadamente, 21,8% da potência gerada em relação ao valor inicialmente projetado, sugere a influência de fatores operacionais e ambientais que impactaram negativamente a geração efetiva de energia.

Um dos principais elementos responsáveis por essa queda são as condições técnicas observadas, como a presença de falhas, como poeiras, pontos quentes e sujeiras em determinados módulos, 2, 8 e 9 tiveram impacto direto sobre a eficiência global das *strings* e, conseqüentemente, do sistema como um todo. Ainda deve ser considerado a própria degradação natural dos módulos destacada no item 3.1.

3.3.1 Comparação entre Desempenho Real e Simulado

Para uma melhor análise na geração da usina fotovoltaica, foi calculado o PR do sistema em estudo. Segundo o Diefra (2025), o *Performance Ratio* (PR) ou Taxa de performance é um parâmetro mundialmente utilizado para expressar a eficiência global de uma usina fotovoltaica, independentemente da região onde está instalada. Esse índice geralmente é apresentado em forma percentual, representando a razão entre a energia efetivamente entregue pelo sistema e aquela que seria gerada sob condições ideais de operação, considerando a irradiação solar incidente.

De modo simplificado, a PR indica quanta energia útil permanece disponível para injeção na rede elétrica após considerar todas as perdas inevitáveis no processo de conversão, como perdas térmicas, resistivas e o consumo interno dos próprios equipamentos do sistema. Assim, trata-se de um indicador essencial na análise do desempenho

técnico e da qualidade de operação de sistemas de geração solar fotovoltaica. A Equação 1 é utilizada para o cálculo da PR, em que Y_f é a energia elétrica efetivamente gerada pelo sistema (kWh/kW_p) e Y_r é a energia esperada, calculada com base na irradiação horizontal inclinada e eficiência nominal dos módulos

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1)$$

Para esse estudo foi feito uma comparação da taxa de performance simulada no PVsol e com a real calculada. Para os cálculos reais foram utilizados dados coletados no inverso do sistema fotovoltaico, durante o período de julho de 2024 até julho de 2025. Por motivos de problemas no inversor, não foi possível a coleta total dos dados no mês de junho, no caso de julho, como mês julho de 2025 não havia sido finalizado, por esse motivo os dados não foram utilizados. Para resolver esse problema e da continuidade ao cálculo, foi feito uma média anual e substituído nos meses afetados. Utilizando uma tabela de cálculo de PR ilustrada na Tabela 3, foi encontrado um valor de 62,35%.

Tabela 3: Cálculo da Taxa de Performance.

	Irradiação local [kWh/m².dia]	Tempo [Dias]	Energia Teórica [kWh]	Energia Gerada [kWh]	Diferença [kWh]
JAN 2025	5,36	31	569,987	357,53	212,457
FEV 2025	5,5	28	528,274	331,16	197,114
MAR 2025	5,78	31	614,65	396,41	218,24
ABR 2025	5,73	30	589,677	374,4	215,277
MAI 2025	5,62	31	597,636	354,31	243,326
JUN 2025	5,33	30	548,513	370,26	178,253
JUL 2024	5,6	31	595,509	370,26	225,249
AGO 2024	6,15	31	653,996	414,24	239,756
SET 2024	6,29	30	647,307	320,07	327,237
OUT 2024	6,15	31	653,996	410,05	243,946
NOV 2024	5,94	30	611,288	416,07	195,218
DEZ 2024	5,45	31	579,558	368,23	211,328
Taxa de Performance					62,35%

Fonte: Autoria própria.

Os resultados obtidos no estudo indicam que a usina apresenta perdas significativas em sua operação. Um dos fatores mais relevantes identificados é o mau funcionamento do módulo 8, que se encontra danificado. Porém, além desse problema os módulos FV estão sujos e alguns sombreamentos, o que prejudica a geração de energia. Ao comparar o valor da Taxa de Performance simulado no *software* PVSol com o valor calculado com base nos dados reais de operação, observou-se uma discrepância de 13,91%, sendo que o desempenho real ficou consideravelmente abaixo do estimado em condições ideais.

3.4 Discussão dos Impactos Identificados

A partir da análise dos dados obtidos na *string* A, foi possível identificar impactos significativos que comprometem o desempenho do sistema fotovoltaico, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. Entre os principais efeitos observados, destacam-se a redução da eficiência energética, o risco de formação de *hotspots* e as implicações diretas na operação.

Dentre os principais pontos detectados, destaca-se o mau funcionamento do módulo 8, cuja deficiência operacional é agravada por danos físicos e sombreamento parcial. Esse módulo, ao operar abaixo das condições ideais, prejudica não apenas sua própria produtividade, mas compromete o desempenho de toda a *string* a que pertence, devido ao efeito em série característico dessas instalações.

Além do módulo danificado, a presença de sujeira acumulada sobre os módulos FV é um fator adicional de perda. A sujeira reduz a quantidade de irradiação solar captada, afetando negativamente a geração de energia. Tais impactos, quando somados, levaram a uma discrepância relevante entre o índice de PR calculado com dados reais e o valor simulado em condições ideais pelo *software* PVSol, resultando em uma diferença de 13,91%. Isso evidencia que a usina está operando significativamente abaixo de seu potencial teórico.

Do ponto de vista econômico e operacional, os danos observados e a falta de manutenção adequada elevam os riscos de falhas em cadeia, intensificam a necessidade de intervenções corretivas e geram custos adicionais. O desempenho inferior, por sua vez, estende o período de retorno sobre o investimento e pode comprometer a viabilidade financeira do sistema a longo prazo.

4. ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO

Com base nos impactos identificados na *string* A, é fundamental adotar estratégias de mitigação capazes de minimizar perdas de desempenho, preservar a integridade dos módulos e garantir a viabilidade econômica da usina

fotovoltaica. As ações pontuadas na tabela 4 são recomendadas como forma de restaurar e manter a eficiência do sistema FV. O monitoramento contínuo de sistemas fotovoltaicos (FV) é fundamental para assegurar um desempenho satisfatório e elevada disponibilidade operacional. Essa prática permite a detecção precoce de falhas, a análise do comportamento do sistema em tempo real e a tomada de decisões corretivas mais rápidas e precisas. De acordo com Nascimento (2013), grande parte dos fabricantes de inversores já incorpora tecnologias de aquisição de dados em seus equipamentos, tornando o monitoramento mais acessível inclusive para sistemas residenciais de pequeno porte. Essa integração tecnológica possibilita a visualização remota de parâmetros críticos como tensão, corrente, potência e rendimento, favorecendo tanto a manutenção preventiva quanto a otimização da geração energética ao longo do tempo.

A manutenção preventiva tem como objetivo principal antecipar falhas por meio da inspeção periódica dos componentes do sistema, incluindo conexões, inversores, disjuntores e, principalmente, os módulos fotovoltaicos. A análise regular das curvas I-V e a termografia infravermelha são ferramentas essenciais nesse processo. Já a manutenção corretiva deve ser executada prontamente após a identificação de anomalias operacionais, como quedas de tensão ou corrente. Quando identificado um módulo com desempenho abaixo do esperado ou com defeitos físicos, como trincas, pontos de aquecimento (*hotspots*), a substituição imediata é recomendada. Manter módulos defeituosos em funcionamento compromete toda a *string*, reduzindo a produção e elevando os riscos de falhas em cadeia. Com isso a substituição dos módulos danificados deve ser feita, limpezas periódicas e monitoramento contínuo.

A Tabela 4 representa um resumo de sugestões de ações de mitigação que devem ser seguidas para o caso da usina estudada.

Tabela 4: Sugestões de mitigação.

Ação	Descrição	Benefícios
Substituição de Módulos Danificados	Troca imediata de módulos com danos físicos, trincas ou sombreamento parcial	Previne falhas em cadeia, restabelece eficiência elétrica
Limpeza Periódica dos Painéis	Rotinas programadas de limpeza dos painéis	Mantém rendimento do sistema próximo do ideal
Monitoramento Contínuo do Sistema	Uso de sistemas de monitoramento remoto para acompanhar tensão, corrente e potência	Facilita detecção precoce de anomalias, permite intervenções rápidas
Manutenção Preventiva Regular	Inspecções periódicas dos componentes, análise de curvas I-V e termografia	Antecipação de falhas, redução de manutenções corretivas emergenciais
Treinamento da Equipe Técnica	Capacitação para reconhecer sinais de deterioração, falhas e riscos	Intervenções mais seguras e assertivas
Planejamento de Estoque de Peças de Reposição	Manutenção de estoque mínimo de componentes críticos	Agiliza substituição, minimiza tempo de inatividade

Fonte: Autoria própria

A aplicação dessas estratégias contribui para restaurar, preservar e otimizar o desempenho da usina fotovoltaica, garantindo maior confiabilidade, produtividade e viabilidade econômica ao longo do tempo.

5. CONCLUSÕES

O presente estudo teve como objetivo analisar o desempenho de uma usina fotovoltaica instalada na Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), identificando e quantificando as principais perdas que comprometem sua eficiência energética. Por meio de inspeções visuais com drone, termografia infravermelha, medições de irradiância e testes elétricos individuais com multímetro de painel, foi possível detectar falhas relevantes em componentes específicos, com destaque para o módulo 8, que apresentou desempenho severamente comprometido devido a danos físicos e sombreamento parcial.

A comparação entre os dados reais de geração e os valores simulados no software PVSol revelou uma diferença de 13,91% na Taxa de Performance (PR), evidenciando que o sistema opera com eficiência inferior à projetada. Além do módulo danificado, fatores como sujeira acumulada, sombreamentos temporários e degradação natural dos módulos ao longo dos 10 anos de operação contribuíram para a redução da produtividade da usina.

A análise das curvas I-V e P-V reforçou a influência negativa de um único módulo defeituoso sobre toda a *string* em que está inserido, comprometendo o desempenho coletivo da instalação. Também foi possível verificar que o módulo 13, utilizado como referência, apresentou desempenho dentro dos limites esperados, embora sujeito às variações ambientais típicas de campo. A escolha desse módulo como base comparativa foi justificada pela ausência de anomalias visuais e elétricas.

Do ponto de vista técnico e econômico, os impactos observados indicam a necessidade urgente de ações corretivas e preventivas. A presença de módulos degradados e sujos, aliada à falta de manutenção periódica, eleva os riscos de falhas em cadeia, reduz a confiabilidade do sistema e prolonga o tempo de retorno sobre o investimento. A adoção de estratégias como substituição de módulos danificados, limpeza periódica, monitoramento contínuo e capacitação da equipe técnica mostrou-se essencial para restaurar e preservar a eficiência da usina.

Conclui-se, portanto, que a eficiência de sistemas fotovoltaicos está diretamente relacionada à qualidade dos componentes, à manutenção adequada e ao monitoramento constante. Em especial, em regiões semiáridas, onde as condições climáticas aceleram os processos de degradação, torna-se ainda mais relevante a implementação de práticas sistemáticas de inspeção e mitigação. A reavaliação da viabilidade de manter módulos com mais de uma década de uso também deve ser considerada, visando garantir a sustentabilidade técnica e econômica da geração solar distribuída.

4. REFERÊNCIAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia solar em 2025: crescimento, novas oportunidades e avanços tecnológicos. *ABSOLAR – Notícias*, São Paulo, 27 jan. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/https-jornalvisaodenegocios-com-br-energia-solar-em-2025-crescimento-novas-oportunidades-e-avancos-tecnologicos/>. Acesso em: 21 jul. 2025.

DIEFRA. Como é calculado a Performance Ratio (PR) de uma Usina Solar? *Grupo Diefra*. 28 jan. 2025. Disponível em: <https://www.grupodiefra.com.br/site/energia/como-e-calculado-a-performance-ratio-pr-de-uma-usina-solar/>. Acesso em: 21 jul. 2025.

DIETER, E. T. *Avaliação do impacto das perdas de potência por sombreamento, contaminação, incompatibilidade e reflexão em módulos fotovoltaicos*. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade UnB Gama – FGA.

GREEN, Martin A. Células solares: princípios operacionais, tecnologia e aplicações de sistemas. 1982.

HAJIGHORBANI, Shahrooz et al. Avaliação dos efeitos de subconjuntos de lógica fuzzy no rastreamento do ponto de máxima potência para sistemas fotovoltaicos. *International Journal of Photoenergy*, v. 2014, n. 1, p. 719-726, 2014.

LION, Carlos Alberto Pereira de Queiroz. Filho. **Construção e análise de desempenho de um fogão solar à concentração utilizando dois focos para cozimento direto**. 2007. 92 f. 2007. Tese de Doutorado.

LOPES, Ana Lyvia Pereira Lima; DE ARAUJO, Arthur VINÍCIUS; MOREIRA, Adson Bezerra. Topologias em Traçador de curva IV para módulos fotovoltaicos. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2020.

MAGHAMI, Mohammad Reza et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 1307-1316, 2016.

Matos Filho, N., Diniz, A. S. A. C., & Duarte, T. P. (2020). *Estudo das causas de snail trails em módulos fotovoltaicos de silício cristalino: revisão*.

NASCIMENTO, L. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública. Departamento de Engenharia Civil - UFSC, Florianópolis – SC, 2013.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar–GTES**. CEPEL–DTE–CRESESB, 2014.

REZENDE, Vinicius Gouveia Scartezini; ZILLES, Roberto. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2018.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004.

YINGLI SOLAR. YL245P-29b Multicrystalline Module Datasheet. [S.l.]: Yingli Green Energy Holding Company Limited, [2012?]. Disponível em: <https://www.yinglisolar.com>. Acesso em: 12 ago. 2025