

Uma Abordagem Sobre Diretrizes Básicas para a Realização de uma Manutenção Preditiva em Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede

Danilo da Silva Moura
Centro de Engenharias
Universidade Federal Rural do Semi-
Árido (UFERSA)
Caixa Postal 137 – Mossoró/RN
danilo100_sm@hotmail.com

Humberto Dionisio de Andrade
Centro de Engenharias
Universidade Federal Rural do Semi-
Árido (UFERSA)
Caixa Postal 137 – Mossoró/RN
humbertodionisio@ufersa.edu.br

Matheus Emanuel Tavares Souza
Centro de Engenharias
Universidade Federal Rural do Semi-
Árido (UFERSA)
Caixa Postal 137 – Mossoró/RN
matheus.sousa@ufersa.edu.br

Resumo—O efeito fotovoltaico observado em 1839 foi o primeiro passo para a descoberta de como aproveitar uma das maiores fontes de energia, o Sol. A utilização desse astro como fonte de energia alternativa se tornou viável devido ao avanço tecnológico na área da física de partículas ao qual foi necessária para produzir a primeira célula fotovoltaica. Com a implementação de uma nova fonte de energia, vem com ela a necessidade de realizar manutenções a fim de evitar a paralisação do sistema fotovoltaico. O seguinte trabalho tem como objetivo apresentar testes de baixa complexidade que podem ser utilizados em uma usina solar fotovoltaico com o intuito de prever e impedir uma parada inesperada do sistema. Para isso foi analisada as normas regulamentadoras (NR 10, 17, 35) e as normas brasileiras (5410, 5419, 16274) existentes com a fim de realizar a extração das informações pertinentes à manutenção e cuidados a serem tomados com o intuito de abordar apenas os aspectos mais importantes para uma manutenção em um Sistema fotovoltaico.

Keywords—Sistema fotovoltaico, energia solar, radiação solar, manutenção preditiva.

I. INTRODUÇÃO

Com o avanço tecnológico, o efeito fotovoltaico descoberto por Edmon Becquerel em 1839 foi aperfeiçoado e transformado em uma forma de se obter energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos foram sendo aprimorados cada vez mais a partir de incentivos financeiros, tanto de indústrias privadas, quanto de incentivos governamentais.

A implantação de um sistema fotovoltaico conectado a rede possibilita o cliente a produzir a sua própria energia de forma limpa e renovável. Além disso, devido ao crescimento em mais de 1000 GWh entre os anos de 2018 e 2019, a matriz energética brasileira sofreu uma maior diversificação, dessa forma a dependência pelas fontes hídricas e de biomassa reduziram, mas vale salientar que o crescimento não foi tão exponencial ao ponto de a energia solar suprir toda a necessidade energética do Brasil [1]. Devido a sua robustez, esse tipo de sistema é dimensionado e instalado de forma que a redução da sua eficiência seja mínima por pelo menos durante os 25 primeiros anos de atuação.

Como a sua popularização só se deu após a normatização desse setor em 2012, esses sistemas ainda não possuem tempo de trabalho suficiente que garantam uma perda mínima de

eficiência ao longo dos anos, isto é, não há dados que comprovem a eficiência do sistema após os 25 anos dentro dos parâmetros para o qual foi dimensionado, contudo é possível atuar diretamente no quesito durabilidade por meio da realização de testes, ensaios e inspeções visuais aos quais procuram prever os possíveis defeitos que o sistema pode apresentar.

O seguinte artigo propõe a realização de um conjunto de medições a serem feitas em um sistema solar fotovoltaico, as atividades a propostas são de caráter preditivo. Esses testes foram elencados devido a sua fácil execução, bem como necessitem de equipamentos simples para que possam ser realizados, além de abordarem os principais fatores que influenciam na operação de uma usina fotovoltaica. Os testes e as indicações de segurança apresentados foram retirados das Normas Regulamentadoras (NR) e as Normas Brasileiras (NBR) que estão atualmente em vigência, dentre elas podemos cita a NR 10 – Trabalho com eletricidade, NR 35 – Trabalho em altura, NR 17 – Recomendações de Ergonomia, ABNT NBR 5410 – Instalações Elétricas em Baixa Tensão, ABNT NBR 5419 – Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas e a ABNT NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

II. REFERENCIAL TERÓRICO

A. Contextualização Histórica

O efeito fotovoltaico foi observado por Emond Bequerel em 1839 quando ele observou a conversão de energia luminosa em energia elétrica por meio da incidência da luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. Por volta do ano de 1870 foi a vez de Adams e Day observarem o mesmo efeito, contudo essa observação foi realizada em um sólido, mais precisamente o selênio. Por fim, na década de 1880 a primeira célula de silício foi produzida, tendo como principal componente o selênio, estima-se que a eficiência dessa célula vária entre 1% a 2%. [2] [3].

Ao longo da década de 1940 vários cientistas produziram novos tipos de célula, como a primeira fotocélula de silício monocristalino obtida por Ohl em 1941, porém, foi apenas na década de 1950 que uma célula fotovoltaica é produzida com características semelhantes as que vemos hoje com eficiência de 6% [3].

O custo de produção de uma dessas células era elevado, o que inviabilizava a popularização dessa tecnologia, dessa forma a utilização de células fotovoltaicas para a geração de energia só era vista em sistemas especiais como na aplicação em satélites espaciais e em estações remotas de telecomunicações, por exemplo [2].

Na década de 1970, a crise do petróleo veio como uma forma de alavancar essa tecnologia, de forma que os governantes da época se interessaram pela ideia de utilizar o sol como principal fonte de energia em caso dos poços petrolíferos se esgotarem. Mesmo com o elevado custo de produção e o tamanho a produção de energia solar em 1978 já chegava a 1MWp/ano, mesmo a relação entre a quantidade de energia produzida e o tamanho das células era um fator preocupante [2].

Passada a crise do petróleo, as empresas do ramo pararam de investir no setor de energia solar. Contudo, na década de 1990 houve um novo fator que impulsionou a utilização desse tipo de conversão de energia. A preocupação da época era em reduzir a taxa de emissão de carbono na atmosfera, então acordos mundiais como o protocolo de Kyoto foi assinado visando estimular políticas públicas que tivessem como objetivo maior a diminuição da poluição. Assim, deu-se início a popularização da energia solar e com isso foi atingido o patamar de 100 MWp de produção [4].

No Brasil, a crise do petróleo também proporcionou um aumento no interesse pela energia solar como fonte alternativa de energia, tendo a primeira fábrica de módulos solares instalada no país em 1979 [4]. No início da década de 1980 a empresa Heliodinâmica foi fundada e passou a produzir, inicialmente, coletores solares para aquecimento de água, passando a produzir apenas em 1982 lâminas de Silício monocristalino, chegando a uma produção total de 1MWp/ano em 1985.

A Heliodinâmica, que foi considerada umas das maiores empresas do setor fotovoltaico na década de 1980, sofreu grande redução na sua produção na década de 1990 devido a derrubada de barreiras fiscais que impediavam a importação, dessa forma a empresa brasileira não conseguiu competir com as empresas internacionais existentes em termos de eficiência de seus módulos, tendo as suas atividades interrompidas no ano de 2010.

Inicialmente os projetos fotovoltaicos brasileiros mais comuns eram os sistemas off-grid, aos quais acompanhavam um sistema de baterias ao qual tinham o propósito de armazenamento de energia para uma posterior utilização. Esse tipo de sistema era comum em locais remotos, onde não dispunham de linhas de transmissão ou distribuição, além de que a instalação dos módulos e do banco eram com o apoio de políticas governamentais como o programa Luz para Todos.

Em 2012 foi lançada a Resolução Normativa de Número 482, essa resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída na rede elétrica [5].

Desde a normatização, o setor cresceu exponencialmente, tendo gerado inúmeros postos de trabalho, bem como diversificado a matriz energética brasileira.

B. Efeito Fotovoltaico

Para se produzir uma célula fotovoltaica é necessário utilizar materiais semicondutores, isto é, materiais que não são isolantes, mas também não são condutores de energia [2]. Os

materiais semicondutores se caracterizam pela existência de faixas de energia onde é permitida a presença de elétrons, que é a chamada camada de valência, e faixas onde não há a presença de elétrons, chamada de camada de condução, entre essas duas camadas existe a chamada faixa proibida ou hiato de energia, quanto maior for essa faixa mais isolante será o material e de forma contrária, quanto menor a faixa mais condutor será o material [6].

Para que haja condução de energia é necessário que o fóton de luz presente na faixa de luz visível incida sobre esse material e excite a passagem de elétrons entre a camada que possui maior concentração para a camada com menos elétrons. A Figura 1 mostra a comparação da energia transmitida pelo espectro de luz visível e as demais faixas de frequência presentes dentro da radiação eletromagnética.

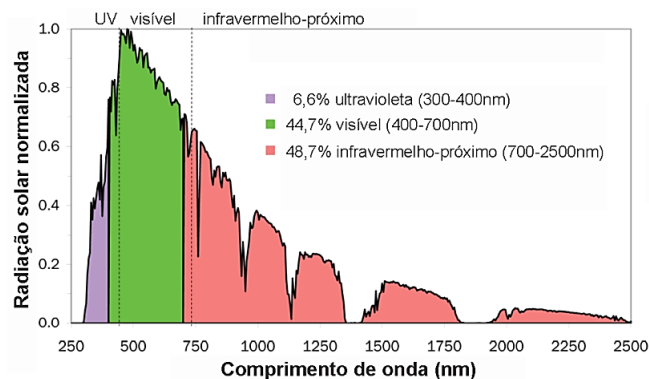


Fig 1. Relação entre o comprimento de onda e a radiação solar. Fonte [6]

É visto que a parcela de radiação que fornece mais radiação solar é a luz visível aos olhos humanos, isso se dá devido a relação inversamente proporcional entre a frequência de propagação dessa onda e o seu comprimento de onda, assim o espectro visível está situado em uma região de equilíbrio dentro dessa relação.

C Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas solares são divididos em três tipos: o on-grid, off-grid e o sistema híbrido. A principal diferença entre os dois primeiros está na necessidade que o sistema off-grid tem de utilizar um banco de baterias para que a energia seja armazenada e assim utilizada quando não houver incidência solar sobre os módulos, geralmente aplicado em locais remotos onde a passagem de linhas de distribuição é de difícil acesso, já o on-grid caracteriza-se pela sua conexão a rede da concessionária onde ele está instalado, dessa forma o excedente de energia produzida durante o dia é injetado na rede da concessionária e retorna a noite como forma de crédito. Por fim, o sistema híbrido, como o próprio nome informa é uma mistura dos dois outros sistemas, assim é mantido o banco de baterias e os créditos excedentes são destinados ao carregamento das baterias e quando estas estão cheias, os créditos são direcionados para a rede da concessionária. Como vantagem em relação aos outros dois sistemas, o sistema híbrido permite a alimentação das cargas da residência quando o fornecimento da concessionária é suspenso.

Os dois sistemas têm em comum os parâmetros utilizados para realizar o seu dimensionamento, dentre eles podemos citar a tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de máxima potência (I_{mp}) e o ponto de máxima potência (P_{mp}).

A partir dos cinco fatores mencionados anteriormente é esboçada a chamada Curva I-V, onde é visto a relação entre pontos mencionados anteriormente e o ponto de máxima transferência de potência (Figura 5).

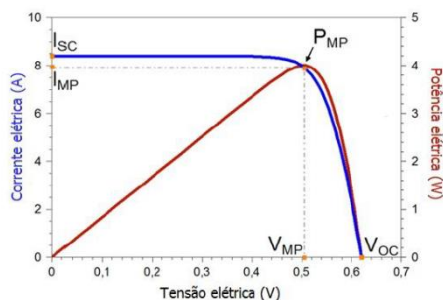


Fig 5. Relação entre o ponto de máxima transferência de potência e a curva IV. Fonte: [7]

A partir da Figura 5 são obtidas as seguintes conclusões a respeito das características de cada fator mencionado: a tensão de circuito aberto é obtida quando a corrente é zero, ou seja, quando os terminais do módulo não estão conectados a nenhuma carga; a corrente de curto circuito é obtida quando os terminais do módulo são conectados um no outro; o ponto de máxima potência é obtido através da relação da tensão e corrente máxima do arranjo fotovoltaico, é válido afirmar que nesse ponto haverá a maior entrega de potência por parte do módulo a carga.

Considerando um módulo solar como uma fonte de energia CC, são feitos arranjos para proporcionar uma maior tensão ou uma maior corrente dentro do circuito a depender da aplicação. Para aumentar a tensão máxima dos módulos basta ligá-los em série, dessa forma as tensões irão se somar enquanto que a corrente permanecerá a mesma. De forma análoga, para aumentar a corrente dentro do circuito basta ligar os módulos em paralelo, assim as correntes se somarão no nó em que se encontra a carga e a tensão permanecerá a mesma.

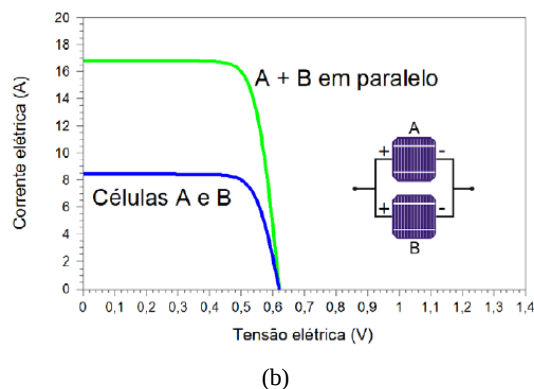
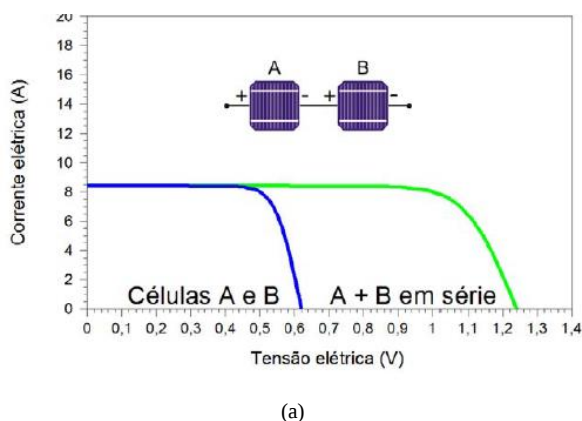


Fig 6. Ligação série entre células fotovoltaicas (a). Ligação em paralelo entre células fotovoltaicas (b). Fonte: [7]

Além desses fatores internos, também deve-se observar a existência de fatores externos que prejudicam a produção de energia fotovoltaica. A existência de sombras perenes ou temporárias é um dos fatores que impedem a incidência de luz sobre as células. A Figura 7 mostra a relação entre a incidência de irradiação e a corrente elétrica gerada.

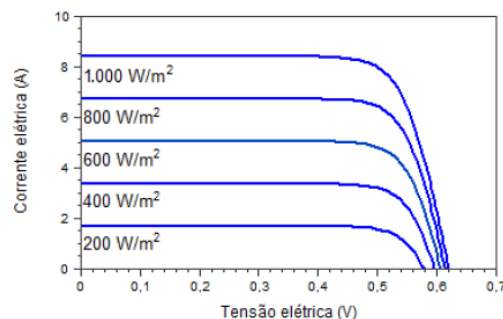


Fig 7. Relação entre a radiação solar e a geração de corrente em um módulo fotovoltaico. Fonte: [7]

A Figura 7 mostra que existe uma relação linear entre a incidência de irradiação e a corrente elétrica gerada, enquanto que a tensão não é alterada de forma significativa. Como consequência da baixa geração de corrente, o ponto de máxima potência é afetado e a eficácia do módulo é reduzida (Figura 9).

Por outro lado, quando a incidência é extremamente elevada de tal forma que a temperatura do ambiente em que o módulo se encontra instalado aumente significativamente, a diferença de potencial que aquele módulo fornece é reduzida. A Figura 8 mostra a consequência de temperaturas elevadas.

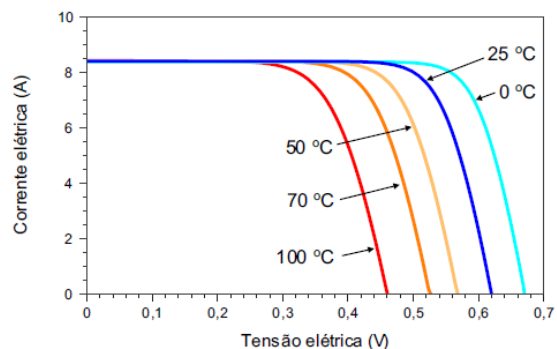


Fig 8. Relação entre a temperatura e a diferença de potencial em um módulo fotovoltaico. Fonte: [7]

A partir da Figura 8 pode-se observar que o aumento da temperatura causa uma retração na tensão, e assim como na baixa incidência, o ponto de máxima potência também é deslocado para a esquerda de maneira que a eficácia é reduzida (Figura 9).

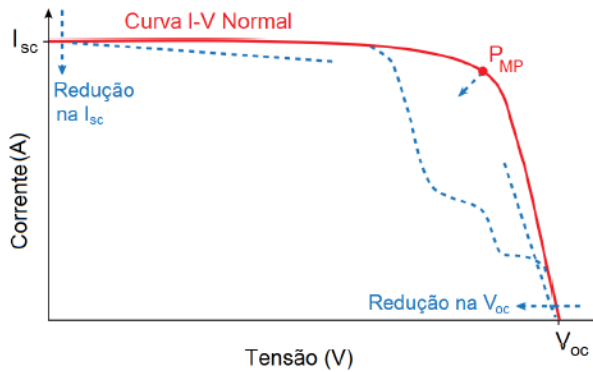


Fig 9. Deformação da Curva I-V. Fonte [7]

D Manutenção Industrial

Embora imperceptível, o conceito de manutenção sempre esteve inserido dentro do nosso cotidiano, mas foi apenas durante a primeira revolução industrial que os conceitos de manutenção começaram a tomar forma e apenas durante a Segunda Guerra mundial é que a manutenção se consolidou [8].

Com o aumento do poder aquisitivo da população, a demanda por mercadoria cresceu ao longo dos anos, logo se percebeu que uma máquina defeituosa gera prejuízo para a empresa. Assim, perceberam que com a produção parada haveria insatisfação por parte dos clientes, atraso nas entregas e consequentemente a perda de espaço no mercado.

Os conceitos da manutenção são divididos em três aspectos principais. São eles: a manutenção corretiva, preventiva e preditiva.

A manutenção corretiva é tida como o estágio mais primitivo, visto que ela se caracteriza por intervir na máquina após ela apresentar o defeito, ou seja, quando ela não está mais operando. Embora não seja visto como uma boa prática, não há como deixar de realizar esse tipo de manutenção, pois nem sempre há como prever se determinada peça ou mecanismo irá apresentar defeito [8].

A fim de se evitar intervenções não programadas, a manutenção preventiva, como o próprio nome já indica, tem o princípio de atuar na máquina antes dela apresentar o defeito. A prevenção dos equipamentos se dá por meio de dados estatísticos fornecidos pelos fabricantes, isto é, de acordo com os estudos, previamente realizado, é informada a vida útil de cada componente, além disso também é avaliado o local de instalação, pontos e periodicidade de lubrificação, bem como outros componentes [8].

Por último têm-se a manutenção preditiva, essa tem como objetivo a prevenção de falhas nos equipamentos, mas diferente da manutenção preventiva, esta monitora os diversos parâmetros das máquinas com o intuito de acompanhar a sua eficiência.

O desenvolvimento tecnológico permitiu a aplicação da manutenção preditiva, pois devido a implementação de

sistemas embarcados, o monitoramento dos indicadores necessários para averiguar a eficiência do dispositivo passaram a ser monitorados com maior precisão e facilidade.

III. METODOLOGIA

Os sistemas solares são projetados para que a ação humana em relação a manutenção seja mínima, afinal são sistemas instalados para terem uma vida útil de no mínimo 25 anos.

Contudo, as instalações ao redor onde os módulos foram instalados podem sofrer alterações, como o crescimento de uma árvore ou até mesmo de um prédio. Um outro fator que influencia na intervenção humana em uma usina fotovoltaica é a forma como o módulo foi instalado, isto é, se houve um cuidado prévio antes de fixá-lo em sua estrutura ou até mesmo depois de instalado deve-se ter o cuidado para não arranhar ou danificar o frame de vidro que protege as células. A Figura 10 mostra um módulo com o frame danificado devido a falta de cuidado ao manipular.



Fig 10. Módulo com frame danificado. Fonte: Autoria própria.

Para realizar a elaboração desse manual foi analisado as normas regulamentadoras de número 35 (Trabalho em altura), 17 (Ergonomia) e 10 (Trabalho com eletricidade), bem como as normas brasileiras de número 5410 (Instalações Elétricas de Baixa Tensão), 5419 (Proteção de Estruturas contra Descargas Atmosféricas), 16279 (Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento inspeção e avaliação de desempenho), bem como literaturas nacionais e internacionais que tratam sobre o assunto.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As recomendações de segurança iniciais foram elaboradas a partir da análise das NR's 10, 17 e 35 e são elas:

- Remover quaisquer joias ou objetos metálicos do pescoço, mãos e pulsos;
- Vestir roupas e usar equipamentos de proteção adequados ao trabalho e em bom estado de conservação;
- Sempre usar ferramentas adequadas e devidamente isoladas;
- Utilizar equipamentos de teste e medição de grandezas elétricas para conferência da montagem;
- Nunca trabalhar desacompanhado;
- Instalar linha de vida e utilizar cinto de segurança para trabalhos em altura;

- Não elevar peso sobre a cabeça;
- Respeitar a capacidade máxima de peso que uma pessoa pode carregar.

Já a ABNT NBR 16279 traz em seu texto sugestões de procedimentos para o comissionamento de usinas fotovoltaicas. Dentro os pontos abordados pela norma foram escolhidos os seguintes testes devido a sua baixa complexidade de execução, além de fornecer dados que indicam onde pode existir uma falha no sistema.

A Inspeção Visual

Antes de se realizar testes nos módulos, é necessário realizar uma inspeção visual, pois através desse primeiro contato será visto se há algum agente causador de sombreamento, se os módulos estão em perfeito estado, se o telhado em que os módulos foram instalados têm uma inclinação muito íngreme ou horizontal.

As sombras sobre os módulos podem vir de edificações que foram construídas após a implantação do sistema, de árvores que cresceram demasiadamente, ou falta de perícia por parte do projetista. Além de diminuir a produção de energia, o sombreamento produz uma corrente reversa. Esse efeito ocorre quando um módulo está com tensão inferior aos demais, dessa forma ele acaba se comportando, de certa forma, como uma carga e dissipa calor no local onde está sendo sombreado. A Figura 11 mostra o efeito da corrente reversa em um conjunto de módulos que sofreu com o sombreamento parcial durante um longo período.



Fig 11. Módulos solares danificados devido ao sombreamento excessivo. Fonte: [9].

O outro ponto a ser observado antes do início dos testes é a inclinação do telhado ou estrutura que os módulos serão instalados. Os módulos fotovoltaicos que forem instalados em locais abaixo ou acima da linha do Equador, isto é, quando a latitude for diferente de zero, a inclinação mínima deve ser de 10° ou igual a latitude do local onde está sendo instalado quando esta for superior aos 10° mínimos [7].

A instalação dos módulos com angulação menor do que o mínimo impede que a chuva possa lavar as placas e ao invés desse fato ser positivo para o sistema, ele acaba tendo um efeito contrário, pois a água ficará empossada na parte inferior do módulo, assim, gerando pontos quentes no local. Além disso, caso o módulo esteja sujo devido a poeira, com a chuva toda película de poeira que cobria o módulo irá ser depositada na parte inferior, causando mais transtornos.

A Figura 12 mostra uma usina solar instalada em um telhado onde a inclinação é baixa, dessa forma os módulos apresentam aspecto de estarem totalmente na horizontal.



Fig 12. Conjunto de módulos instalados sobre um telhado de um posto de combustíveis na cidade de Mossoró/RN. Fonte: Autoria Própria.

Quando a angulação não puder ser resolvida, deve-se realizar inspeções periódicas no sistema a fim de verificar o grau de sujeira presente ou monitorar de forma remota a eficiência da usina por meio de algum sistema de monitoramento, seja ele embarcado no próprio inversor ou adicionado posteriormente.

Quando houver a necessidade de realizar a limpeza dos módulos, como é mostrado na Figura 12, por exemplo, deve-se evitar a utilização de materiais abrasivos ou que provoquem arranhões sobre o vidro. É indicado que seja utilizado sabão neutro e escovas com cerdas macias. Para o caso de o sistema não possuir espaço útil para transitar entre os módulos, utilizar prolongamentos na haste da escova conforme Figura 13 para poder alcançar todo o módulo.



Fig 13. Prolongamento da haste da escova. Fonte: [11]

Além dos módulos, é interessante realizar vistoria na cablagem e os dispositivos de segurança que compõem o sistema, sejam eles os dispositivos de proteção de corrente contínua (CC) e os dispositivos de proteção de corrente alternada (CA).

Geralmente sistemas fotovoltaicos possuem em seu lado CC uma caixa de proteção chamada de *String Box*, nessa caixa são instalados dispositivos de seccionamento e de proteção conforme a ABNT NBR 5410 recomenda. Os dispositivos geralmente são fusíveis, chaves-seccionadoras e adicionalmente, como é recomendado pela ABNT NBR 5419,

dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas, o DPS.

Quando o inversor é munido internamente desses dispositivos, a inspeção deve ser realizada de forma mais regular, visto que esses componentes não estão mais de forma fácil para serem acessados. A Figura 14 mostra uma placa de circuito integrado onde está instalado os porta-fusíveis referente a proteção em CC.

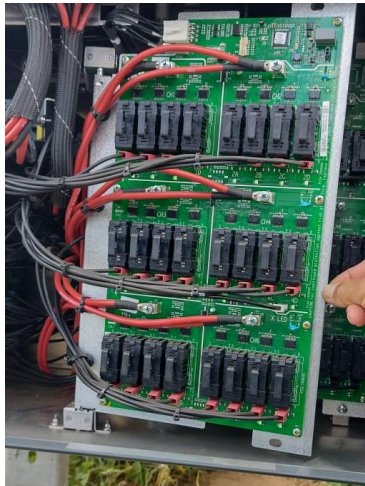


Fig 14. Placa de Circuito integrado com os porta-fusíveis integrado.
Fonte: Autoria Própria.

No lado CA, é instalado um disjuntor termomagnético ao qual possui capacidade de seccionar e proteger o circuito, sem a necessidade de adicionar elementos capazes de realizar essa função de forma separada. Recomenda-se que seja observado nas entradas do dispositivo se há indícios que caracterizem a existência de pontos quentes (Figura 15), caso haja, deve ser realizado a troca do dispositivo e realizado o aperto em suas conexões.



Fig 15. Disjuntor danificado devido a ação de ponto quente. Fonte: Autoria Própria.

Assim como na proteção do lado contínuo, deve ser instalado DPS's para proteção contra surtos de energia como é recomendado pela ABNT NBR 5419.

B Continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial

O ensaio de continuidade dos condutores de aterramento se faz necessário para que seja verificada a eficiência do sistema de aterramento implantado. Além disso, as recomendações propostas pela NBR 5419 devem ser obedecidas visando a integridade tanto do sistema fotovoltaico, quanto do sistema de aterramento.

Para esse ensaio deve ser observada as condições climáticas no momento do teste. Caso haja formação de

nuvens ou indícios de chuva, é recomendado que o ensaio seja remarcado para uma outra ocasião.

Além do teste com o miliohmímetro, é interessante observar as conexões do aterramento, isto é, verificar se entre o contato da parte metálica com o cabo de aterramento há corrosão ou se a conexão está folgada.

C Medição de tensão de Circuito aberto

Segundo a NBR 16274 a medição da tensão de circuito aberto tem como finalidade verificar se as séries de módulos estão corretamente conectados, mais especificamente, verificar se o número de módulos conectados está dentro do projetado.

O procedimento para a realização desse teste consiste em desconectar o conjunto de módulos e medir a sua tensão através de seus terminais, essa desconexão deve ser feita em horários com baixa irradiação, como no início da manhã ou final da tarde, a fim de evitar a abertura de arcs elétricos. Figura 16 mostra de forma simplificada a medição de tensão em um arranjo fotovoltaico.

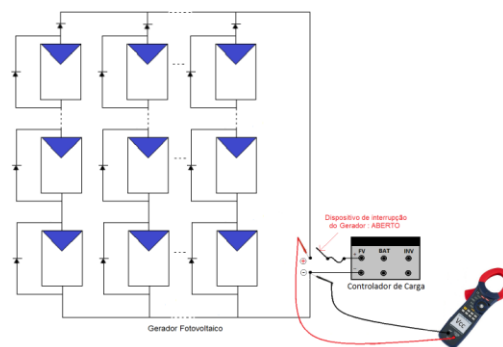


Fig 16. Medição de tensão de circuito aberto em um arranjo fotovoltaico.
Fonte: [7]

A Figura 16 mostra a medição da tensão de circuito aberto em todo o arranjo fotovoltaico de uma única vez, vale salientar que essa medição depende da forma como os módulos estão conectados (série ou paralelo). Para o caso da medição da tensão de circuito aberto fornecer um valor inferior ao que foi projetado, deve-se ir desconectando os módulos do arranjo de forma que vá sendo restringindo aos poucos a quantidade de conexões até que seja encontrado o módulo defeituoso.

D Medição de corrente de curto circuito

A medição de corrente CC é necessária para que seja verificado se há alguma ruptura na cablagem que faz a conexão dos módulos até o inversor.

O procedimento para a realização desse ensaio é feito no momento em que o sistema se encontra operacional. Para a realização dele recomenda-se utilizar um alicate amperímetro que meça corrente CC.

A Figura 17 mostra o procedimento realizado para a medição desse parâmetro.

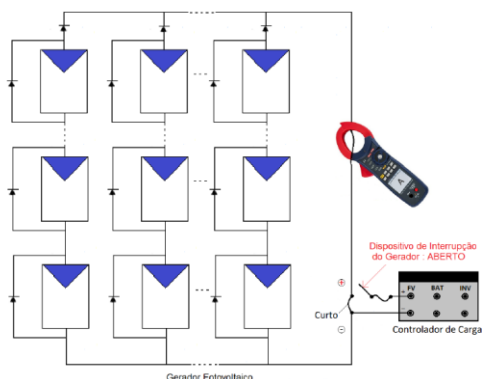


Fig 17. Medição de corrente contínua de curto-circuito. Fonte: [7]

De acordo com a Figura 17 os terminais do arranjo fotovoltaico são curto circuitados, depois passando o cabo por dentro da garra do alicate amperímetro é feita a medição do valor. Assim como no caso da medição de tensão de circuito aberto, caso o valor apresentado seja inferior ao que foi projetado, deve-se realizar a medição de forma isolada.

E Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico

Para a realização desse ensaio deve-se lembrar que não há como desligar o sistema durante o dia, dessa forma, ao realizá-lo tomar cuidados devido ao risco de choque elétrico conforme a ABNT NBR 16274. Deve-se lembrar de desligar as proteções contra sobretensão do sistema fotovoltaico, pois conforme a Tabela 1 a tensão aplicada pode variar de 500 V a 1000 V.

A execução desse ensaio é com o auxílio de um megômetro, a sua realização consiste em testar os cabos positivo e negativo de cada arranjo. A ordem de início fica a critério de quem estará conduzindo a manutenção.

O ensaio é realizado através da medição de resistência de aterramento entre o negativo e a terra e posteriormente entre o positivo e a terra. Cada um dos arranjos deve ser ensaiado e os valores padrão que devem ser encontrados estão na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros de resistência em relação a tensão aplicada durante o ensaio.

Método de ensaio	Tensão do sistema	Tensão de ensaio	Resistência de isolamento mínima
Ensaio separados no positivo e no negativo do arranjo fotovoltaico.	<120 V	250V	0,5MΩ
	120-500V	500V	1MΩ
	>500V	1000V	1MΩ

Fonte: Adaptado de [10]

F Procedimento de inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera Infra Vermelho

De acordo com a NBR 16279 a detecção de anomalias na temperatura superficial do módulo é feita por meio de uma câmera infravermelha, essas variações podem indicar problemas dentro do módulo, como células reversamente polarizadas, sombreamento, falhas nas conexões com a solda, entre outros.

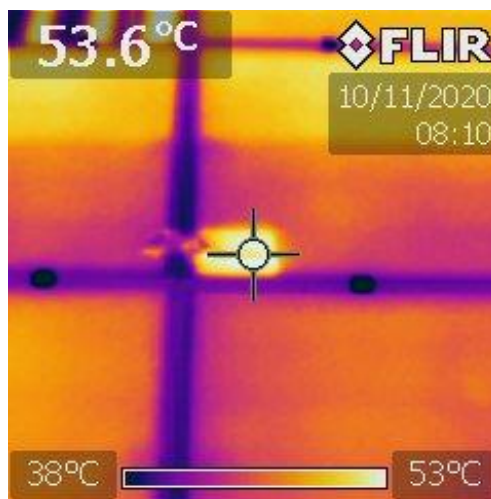
Para esse procedimento o céu deve apresentar condições estáveis de forma que não haja muitas nuvens de modo que não causem interferências na corrente, muito menos nas diferenças de temperatura.

A análise com a câmera infravermelha pode ser feita tanto na parte de trás do módulo quanto pela frente (Figura 16). Contudo, caso seja optado por fazer pela parte da frente, o operador deve ter o cuidado de não direcionar a câmera de modo que ela faça um ângulo de 90° com a superfície do módulo e que o próprio operador não cause sombreamento sobre o equipamento.

A Figura 18 (a) mostra um ensaio termográfico realizado em um módulo ao qual apresenta um pequeno ponto quente, já a Figura 18 (b) mostra o registro realizado pela câmera.



(a)



(b)

Fig 18. Ensaio termográfico realizado em um módulo fotovoltaico (a). Registro termográfico realizado pela câmera (b). Fonte: Autoria Própria.

G Recomendações adicionais

Durante a execução dos testes vale salientar que os módulos não foram construídos para receberem esforços mecânicos sobre a região onde as células se encontram, seja na parte superior ou posterior. A Figura 19 mostra um teste com eletroluminescência realizado em um módulo solar.

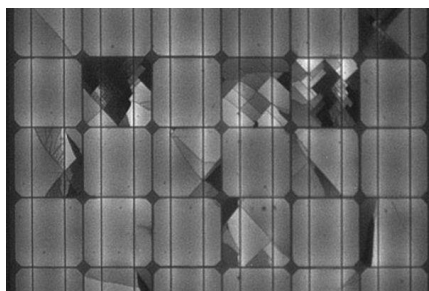


Fig 19. Teste de eletroluminescência em módulo solar. Fonte: [12]

A Figura 19 traz um exemplo de um módulo fotovoltaico que recebeu uma carga mecânica, como é visto, algumas células foram danificadas, dessa forma a potência a ser entregue por esse módulo foi prejudicada.

Tanto a montagem quanto a realização da manutenção preditiva devem ser realizadas com as ferramentas adequadas para cada operação. A utilização de alguma ferramenta ou equipamento ao qual não tenha sido fabricado para a realização da atividade proposta causa inconfiabilidade do sistema, além de causar danos futuros. Como exemplo têm-se a crimpagem do conector MC4, este possui uma montagem sistemática ao qual garante a vedação da parte viva, dessa forma reduzindo o risco de choque elétrico. Quando o terminal é crimpado de forma errada, ele está sujeito a sofrer derretimento de sua parte plástica devido ao ponto quente que aparecerá (Figura 20).



(a)



(b)

Fig 20. (a) Termovisão mostrando a temperatura que o conector MC4 está sujeito devido a ação de ponto quente. (b) Estado do conector após a ação excessiva do ponto quente. Fonte Autória Propria

A Figura 21(a) mostra a termovisão em um componente que está com um ponto quente em sua conexão, a temperatura que esse conector se encontra é em torno de 63°C, e a Figura 21(b) mostra o estado físico do conector após a ação do ponto quente.

Outro cuidado que se deve ter ao estar realizando manutenções sobre um telhado é a de conferir as ferramentas para que nenhuma delas seja esquecida, principalmente em cima dos módulos (Figura 21).



(a)



(b)

Fig 21. (a) Chave de boca esquecida. (b) Mancha deixada sobre o módulo. Fonte: Autoria Própria.

V. CONCLUSÃO

A aplicação das técnicas apresentadas garantem ao usuário o funcionamento adequado de seu sistema, visto que os principais parâmetros abordados são verificados, assim, realizando a comparação entre as medições encontradas com os valores definidos pelo fabricante é possível realizar a comparação entre eles e verificar a eficiência do sistema.

Além disso, os testes abordados são de baixa complexidade, sendo necessário apenas realizá-los em caso de perda de geração, ao qual pode ser acompanhada por meio do sistema de monitoramento integrado ao inversor solar.

REFERÊNCIAS

- [1] BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Ministério de Minas e Energia. 292 p. 2020.
- [2] DO NASCIMENTO, Cássio Araújo. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. Diss. Universidade Federal de Lavras, 2004.
- [3] FADIGAS, E. A. F. A. Energia solar fotovoltaica: Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, p. 32, 2012.
- [4] BRAGA, Renata Pereira. Energia Solar Fotovoltaica: fundamentos e aplicações. 2008.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014. 52 p

- [6] DO NASCIMENTO, Cássio Araújo. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. Diss. Universidade Federal de Lavras, 2004.
- [7] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.
- [8] MORO, N. AURAS, A. P. Introdução à Gestão da Manutenção. Disponível em: <<https://norbertocefetsc.pro.br/downloads/manutencao.pdf>>. Acesso em 23 de maio de 2021.
- [9] VINTURINI, M. Causas e Efeitos da corrente reversa nos módulos fotovoltaicos. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/corrente-reversa-fotovoltaico/>>. Acesso em 24 de maio de 2021.
- [10] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014. 52 p.
- [11] Victron Energy. Disponível em: <<https://community.victronenergy.com/questions/58186/algum-ja-teve-o-mc4-de-algum-controlador-de-carga.html>>. Acesso em 22 de Maio de 2021.
- [12] Fique de Olho: Não deixe Ninguém pisar nos seus módulos fotovoltaicos. Disponível em: <<https://microgeracaofv.wordpress.com/2018/12/26/fique-de-olho-nao-deixe-ninguem-pisar-nos-seus-modulos-fotovoltaicos/>>. Acesso em 23 de maio de 2021.