CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

DIRETRIZES PARA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM USO DE CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO

ANDRÉ LUIS CRISPIM COSTA

BELO HORIZONTE
FEVEREIRO DE 2021

ANDRÉ LUIS CRISPIM COSTA

DIRETRIZES PARA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M) DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM USO DE CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Área de Concentração: Construção Sustentável

Orientadora: Profa. Dra. Simone Queiroz da Silveira Hirashima
Coorientador: Prof. Dr. Rogério Cabral de Azevedo

BELO HORIZONTE
2021

Costa, André Luís Crispim
C837d Diretrizes para operação e manutenção (O&M) de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída com uso de células de silício cristalino / André Luís Crispim Costa. – 2021.
129 f. : il., gráfs, tabs., fotos.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Civil.
Orientadora: Simone Queiroz da Silveira Hirashima.
Coorientador: Rogério Cabral de Azevedo.
Bibliografia: f. 114-119.
Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Civil.

1. Células solares de silício – Teses. 2. Cristais de silício – Teses. 3. Energia solar – Distribuição – Teses. 4. Energia solar – Manutenção e reparos – Teses. 5. Sistemas de energia fotovoltaica – Teses. I.Hirashima, Simone Queiroz da Silveira. II. Azevedo, Rogério Cabral de. III. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD 620.11295

Elaboração da ficha catalográfica pela bibliotecária Jane Marangon Duarte, CRB 6º 1592 / Cefet/MG

Dedico esta dissertação a minha querida esposa, Cintia, e aos meus filhos, João Francisco e Estevão, pela parceria e amor incondicional.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ser o "Sol" que irradia luz e fortalece diariamente as minhas energias permitindo-me chegar até aqui, dispondo de saúde física e espiritual para enfrentar os desafios desta caminhada.

Aos meus familiares pelo apoio e carinho de sempre, em especial a minha querida esposa pelo suporte nos momentos mais tensos, compreendendo a minha ausência e superando as suas limitações na dedicação e no cuidado com os filhos. A esses, agradeço a motivação renovada a cada dia, me permitindo confiar nos frutos, que colheremos juntos, deste plantio.

Agradeço à professora Simone Hirashima, minha orientadora, que de maneira leve permitiu que eu amadurecesse as ideias da pesquisa, se colocando sempre de forma acessível e colaborativa.

Sou grato, também, ao meu coorientador, professor Rogério Cabral, pelas orientações iniciais em meio às incertezas com relação ao tema, bem como, pelas instruções relativas à revisão teórica sistemática e forma de escrita.

Agradeço aos membros da banca de qualificação da pesquisa e de defesa da dissertação pelas orientações e dicas para melhoria deste trabalho.

Agradeço ao Instituto Federal de Minas Gerais – IFMG, instituição da qual faço parte há 7 anos, pelo apoio técnico e pelo afastamento das atividades profissionais concedido para realização de parte da pesquisa.

Aos colegas de trabalho e amigos pelo encorajamento e auxílio prestado nesta fase em que as prioridades acadêmicas me impossibilitaram dedicar mais tempo ao convívio social.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES pela possibilidade de pesquisa por meio do seu portal de periódicos, assim como, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do CEFET-MG, aos colegas de curso e aos demais professores pelo apoio a este trabalho.

Agradeço ao Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS pela possibilidade de apresentação de trabalho fruto desta pesquisa em sua 8° edição, ocorrida em outubro

de 2020, e pela publicação de artigo científico, relativo ao trabalho desenvolvido, em seus anais.

Ao grupo do Laboratório de Termometria (LabTem) da UFMG, em especial aos professores Matheus Porto e Rafael Ferreira, pelas informações técnicas prestadas e possibilidade de uso de equipamentos.

Ao Diego Miranda e ao Charles Diniz, pelas contribuições no início da pesquisa, além do auxílio no contrato com empresas e instituições.

À ALSOL Energias Renováveis e à SOLEN, pelos dados e conteúdos técnicos disponibilizados e pela possibilidade de acesso aos sistemas supervisórios das usinas analisadas.

Agradeço aos responsáveis pelos sistemas fotovoltaicos do IFMG e demais servidores da instituição pelo auxílio na elaboração deste trabalho, em especial ao professor Reginaldo Ferreira, que se tornou um amigo e parceiro na elaboração e aplicação da pesquisa, bem como, na busca por melhorias institucionais associadas à gestão das usinas FV.

Agradeço, ainda, a quem de uma forma ou de outra facilitou a realização de mais esta etapa da minha vida acadêmica, como a Carolina Peixoto, que me possibilitou o uso de seu espaço profissional no momento da pandemia, onde ficar em casa com dois filhos pequenos seria inviável, e a Judy Cavenago que me disponibilizou o seu acesso à internet.

Por fim, agradeço as emanações positivas de todos que vibraram para o êxito na conclusão deste trabalho. Tenho certeza de que esta foi uma conquista coletiva.

“Tenho a impressão de ter sido uma criança brincando à beira-mar, divertindo-me em descobrir uma pedrinha mais lisa ou uma concha mais bonita que as outras, enquanto o imenso oceano da verdade continua misterioso diante de meus olhos.”

Isaac Newton.

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota.”

Madre Teresa de Calcutá.

RESUMO

Boas práticas de operação e manutenção (O&M) têm se tornado cada vez mais importantes na gestão de sistemas fotovoltaicos, no entanto, percebe-se uma lacuna técnica e de conhecimento na análise dessa questão. A tecnologia fotovoltaica (FV), dominada atualmente pelo uso de células de silício cristalino, destaca-se pela possibilidade de geração distribuída, na qual o consumidor pode gerar energia para seu próprio consumo e, também, injetá-la na rede elétrica. Tais sistemas necessitam, todavia, de análises mais profundas de viabilidade e formação de mão de obra qualificada, em especial para realização de procedimentos de operação e manutenção. Em vista disso, este trabalho propõe diretrizes para estruturação das atividades de O&M de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). Tais diretrizes poderão servir como subsídios para o planejamento e implementação de ações de manutenção preventiva e corretiva, capazes de auxiliar no aumento do desempenho e vida útil dos sistemas, bem como nos seus ganhos econômicos. A proposta tem como referencial teórico uma ampla revisão dos estudos precedentes para identificação do estado da arte sobre o tema. Para identificação de múltiplos fatores que interferem na gestão dos SFCR, foram definidas como objetos de análises as usinas FV do Instituto Federal de Minas Gerais - IFMG, nas quais foram realizadas análises de geração, além de verificações de incidência de falhas e ações de O&M. Na sequência, desenvolveu-se de forma esquemática detalhamentos de atividades de operação e manutenção possibilitando melhor entendimento de procedimentos e da periodicidade de ações. Foram, então, estruturadas diretrizes para realização de: inspeção termográfica qualitativa de módulos FV, limpeza de sistemas fotovoltaicos, cálculo de perda de geração em função de sujidades e medição de parâmetros elétricos pela curva IV (corrente x tensão). Também foram realizadas atividades de campo para validação de procedimentos. Nas análises das usinas FV foi possível identificar decaimento significativo no desempenho dos sistemas, além de falhas em diversos componentes. Realizou-se o detalhamento das atividades gerais de O&M, além das ações especificas de operação, monitoramento, manutenção preventiva e corretiva. Na validação das diretrizes constatou-se pontos de sobreaquecimento causados por sujidades e sombreamento com base na inspeção termográfica infravermelha, além da melhoria na geração FV após a limpeza dos módulos. Por fim, constatou-se a importância da estruturação dos procedimentos e análises realizadas para definição de protocolos de O&M, permitindo maior eficiência e disponibilidade dos SFCR.

Palavras-chave: Células de Silício Cristalino, Energia Solar, Geração Distribuída, O&M, Operação e Manutenção, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

ABSTRACT

Good operation and maintenance (O&M) practices have become increasingly important in the management of photovoltaic systems, however, there is a technical and knowledge gap in the analysis of this issue. The photovoltaic technology, currently dominated by the use of crystalline silicon cells, stands out for the possibility of distributed generation, in which the consumer can generate energy for his own consumption and also inject it into the electricity grid. Such systems need, however, deeper analysis of feasibility and training of qualified labor, especially for carrying out operation and maintenance procedures. In view of this, this work proposes guidelines for structuring the O&M activities of photovoltaic systems connected to the grid. Such guidelines may serve as subsidies for the planning and implementation of preventive and corrective maintenance actions, capable of helping to increase the performance and useful life of the systems, as well as their economic gains. The proposal has as theoretical reference a broad review of previous studies to identify the state of the art on the subject. To identify multiple factors that interfere in the management of photovoltaic systems connected to the grid, the PV plants of the Federal Institute of Minas Gerais - IFMG were defined as objects of analysis, in which generation analyzes were carried out, in addition to checks for the incidence of failures and actions O&M. Subsequently, details of operation and maintenance activities were developed schematically, enabling a better understanding of procedures and the frequency of actions. Then, guidelines were structured to carry out: qualitative thermographic inspection of PV modules, cleaning PV systems, calculation of generation loss due to soiling and measurement of electrical parameters by curve IV (current x voltage). Field activities were also carried out to validate procedures. In the analysis of PV plants, it was possible to identify significant decay in the performance of the systems, in addition to failures in several components. The general O&M activities were detailed, in addition to specific operations, monitoring, preventive and corrective maintenance actions. In the validation of the guidelines, points of overheating caused by dirt and shading were found based on the infrared thermographic inspection, in addition to the improvement in the PV generation after cleaning the modules. Finally, it was found the importance of structuring the procedures and analyzes carried out to define O&M protocols, allowing greater efficiency and availability of PV systems connected to the grid.

Keywords: Crystal Silicon Cells, Solar Energy, Distributed Generation, O&M, Operation and Maintenance, Grid Connected Photovoltaic Systems

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação de eficiência de tecnologias fotovoltaicas (melhores células de laboratório x melhores módulos de laboratório).....6
Figura 2 - Estrutura de um módulo fotovoltaico com células solares de silício cristalino 6
Figura 3 - Formas de montagem do sistema FV 7
Figura 4 - Esquema de um sistema fotovoltaico sobre o telhado, conectado à rede elétrica.....8
Figura 5 - Características *P-V* de um sistema FV e localização do MPP para diferentes irradiâncias a 25° C (a) e temperaturas diferentes a uma irradiância de 1000 W/m^2 (b).....10
Figura 6 - Curva IV para diferentes níveis de irradiância (a) e temperatura de célula (b).....10
Figura 7 - Manifestação de degradação em módulos fotovoltaicos.....16
Figura 8 - Célula solar com a presença de pontos quentes (a) e imagem termográfica de um módulo com essa falha (b). 17
Figura 9 - Curva IV para 4 módulos conectados em série nas situações: sem sombreamento e sombreamento de uma de suas células, com e sem diodo de desvio 18
Figura 10 - Detalhe da sujidade depositada na borda de módulos fotovoltaicos 20
Figura 11 - Instalação de módulos fotovoltaicos no Egito com acúmulo de sujidade 21
Figura 12 - Curva IV característica de uma célula solar.....36
Figura 13 - Métodos de limpeza para remover a sujidade dos módulos fotovoltaicos 41
Figura 14 - Limpeza de módulo fotovoltaico sobre cobertura.....43
Figura 15 - SFCR instaladas nos campi do IFMG de Bambuí (a), Formiga (b), Ribeirão das Neves (c) e Betim (d).....47
Figura 16 - SFCR instaladas nos campi do IFMG de Ouro Preto (a), Congonhas (b), São João Evangelista (c) e Governador Valadares (d) 48
Figura 17 - Vista dos SFCR instalados dos campi do IFMG de Bambuí (a) e Betim (b).....49
Figura 18 - Análise de geração fotovoltaica nas usinas analisadas do IFMG 51
Figura 19 - Análise da incidência de falhas e atividades de O&M em SFCR.....53

Figura 20 - Esquema da metodologia da pesquisa 56
Figura 21 - Evolução mensal da geração da Usina Fotovoltaica do IFMG Campus Betim (2016 a 2019). 60
Figura 22 - Detalhamento das atividades de O&M de SFCR 64
Figura 23 – Detalhamento da atividade de operação de SFCR 65
Figura 24 – Detalhamento da atividade de monitoramento de SFCR 66
Figura 25 - Detalhamento da atividade de manutenção preventiva de SFCR.....67
Figura 26 – Detalhamento da atividade de manutenção corretiva de SFCR.....68
Figura 27 – Posicionamento do termovisor para registro de termogramas em módulos FV sobre cobertura metálica. 73
Figura 28 – Dados meteorológicos do município de Betim-MG, em 12/08/2020.....75
Figura 29 - Equipamentos e recursos empregados na inspeção termográfica infravermelha.....78
Figura 30 - Detalhamento do procedimento de inspeção termográfica infravermelha em módulos FV 79
Figura 31 - Materiais e equipamentos utilizados no procedimento de limpeza dos módulos (vassoura de cerdas macias, rodos, balde, esponjas, luvas, bomba de água pressurizada e panos tipo flanela).....86
Figura 32 - Detalhamento do procedimento de limpeza úmida de módulos FV 87
Figura 33 - Gráficos com valores de geração do SFV em dias de céu limpo (superior) e com nebulosidade (inferior), após a limpeza dos módulos. 90
Figura 34 - Detalhamento do cálculo estimado da perda de geração por sujidade do módulo FV 91
Figura 35 – Traçador de Curva IV (a) e célula de referência (b) 97
Figura 36 - Detalhamento do procedimento para medição da Curva IV de módulos/séries de SFCR.....98
Figura 37 – Anomalias na curva IV de um módulo fotovoltaico.....99
Figura 38 – Pontos quentes (*hot spots*) identificados no arranjo da usina fotovoltaica do Campus do IFMG Betim 100
Figura 39 - Módulos FV sobre estrutura de madeira com presença de sombreamento gerado pela edificação e poste de iluminação existentes.....101
Figura 40 - Módulos FV com presença de pontos quentes em função da projeção de sombras de edificação e poste de iluminação existentes.....101

Figura 41 – Termogramas dos módulos 91 (esquerda) e 93 (direita) sem pontos quentes, em função da ausência de sombreamento no momento da inspeção termográfica 102
Figura 42 - Módulo FV com presença de ponto quente gerado devido a sombreamento por presença de pipa (esquerda) identificado em termograma realizado (direita) 102
Figura 43 - Termogramas do módulo 24, antes (esquerda) e após a limpeza (direita) 103
Figura 44 - Termograma compreendendo os módulos 46, 47, 48, 49 e 50, sobre a cobertura metálica (esquerda), e do módulo 101, sobre a estrutura de madeira (direita) 104
Figura 45 - Módulos antes da limpeza, com deposição de sujidade não uniforme e presença de pipas sobre as superfícies 105
Figura 46 - Limpeza dos módulos sobre cobertura do prédio de laboratórios..... 105
Figura 47 - Limpeza dos módulos sobre estrutura de madeira 106
Figura 48 - Superfície dos módulos fotovoltaicos da usina antes (a) e após (b) a limpeza realizada em 12/08/20..... 106
Figura 49 - Inspeção e limpeza do inversor da usina FV do Campus do IFMG Betim 107
Figura 50 – Produtividade diária da usina do campus IFMG Congonhas, referente ao mês de setembro de 2017 108
Figura 51 - Comportamento das curvas IV em módulos com e sem falha 110
Figura 52 - Curvas IV do subsistema p-Si sujo (verde) e limpo (vermelho), e as respectivas curvas PV sujo (roxo) e limpo (azul)..... 111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fatores que impactam na geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos: problemas e impactos.....11
Tabela 2 - Perdas no desempenho de sistemas fotovoltaicos de silício cristalino em função de sujidades sobre os módulos (variação de 1% a 60%) 23
Tabela 3 - Verificações típicas de sistemas de microgeração FV conectados à rede 38
Tabela 4 - Análises de geração de usinas fotovoltaicas do IFMG até outubro de 2019. 58
Tabela 5 - Desempenho na geração das usinas FV para os anos de 2016 a 2019 (Média real de geração dos meses sem descontinuidade de geração / Média de geração mensal prevista pelo programa PVsyst) 59
Tabela 6 - Procedimentos de operação e manutenção do sistema FV já realizados nas usinas pesquisadas 62
Tabela 7 - Descrição das principais falhas associadas aos módulos FV 80
Tabela 8 - Impacto na geração fotovoltaica em função da limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim, realizada em 12/08/2020 107
Tabela 9 - Impacto na geração fotovoltaica em função da limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim, realizada em 30/09/2019 108
Tabela 10 – Impacto na geração fotovoltaica em função da limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Congonhas, realizada em 13/09/2017. 109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT

Comissão Interna de Eficiência Energética – CIEE

Condições Padrão de Ensaio (*Standard Test Conditions*) - STC

Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS

Corrente Alternada - CA

Corrente Contínua – CC

Corrente-tensão - IV

Energia Específica – EE

Equipamentos de Proteção Individual – EPI

Fator de Forma - FF

Fotovoltaico - FV

Geração Distribuída – GD

Índice de Desempenho de Energia (*Energy Performance Index)* - EPI

International Energy Agency – IEA

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – IFMG

Normas Reguladoras - NR

Operação e Manutenção – O&M

Ponto de potência máxima – MPP

Sistemas Fotovoltaicos - SFV

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – SFCR

Rendimento global do sistema ou Performance Ratio – PR

Tecnologias Fotovoltaicas de Película Fina - TF

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 1

2. REVISÃO TEÓRICA 5

2.1. Tecnologia Fotovoltaica 5
2.2. Instalação de Sistema Fotovoltaico 7
2.3. Geração Distribuída 8
2.4. Desempenho do Sistema Fotovoltaico 9
2.4.1. Índices de Desempenho 12
2.5. Garantia dos SFCR 14
2.6. Mecanismos de Degradação dos SFV 15
2.7. Falhas no SFCR 15
2.8. Sombreamento do módulo FV 17
2.9. Sujidade do Módulo Fotovoltaico 19
2.9.1. Perda de desempenho por sujidade 22
2.10. Operação e manutenção (O&M) de SFCR 24
2.10.1. Operação do SFCR 28
2.10.2. Manutenção de SFCR 30
2.10.2.1. Manutenção preventiva 31
2.10.2.2. Manutenção Corretiva 38
2.10.2.3. Manutenção Preditiva 39
2.10.2.4. Manutenção Extraordinária 39
2.10.2.5. Armazenamento de peças de reposição 40
2.10.2.6. Serviços adicionais 40

3. METODOLOGIA 46

3.1. Revisão teórica do tema da pesquisa 46
3.2. Definição dos SFCR para análise 47
3.3. Caracterização dos SFCR analisados 50
3.4. Detalhamento de atividades de O&M de SFCR 54
3.5. Elaboração de diretrizes para O&M de SFCR 54
3.6. Validação de diretrizes para O&M de SFCR 54

4. RESULTADOS 57

4.1. Análise de geração e dos principais desafios de O&M dos SFCR do IFMG 57
4.2. Detalhamento de atividades de O&M em SFCR 63
4.3. Diretrizes para O&M de SFCR 69
4.3.1. Diretrizes para realização do procedimento de inspeção termográfica infravermelha qualitativa em módulos FV 69
4.3.2. Diretrizes para realização de procedimento de limpeza de SFCR (módulos FV, inversores e QDI's) 82
4.3.3. Diretrizes para cálculo estimado da perda de geração por sujidade dos módulos FV 89
4.3.4. Diretrizes para medição de parâmetros elétricos por meio da Curva IV de módulos FV. 92
4.4. Validação de procedimentos e do cálculo de perda de geração efetuados com base nas diretrizes propostas 100

4.4.1. Inspeção termográfica qualitativa do SFCR do campus do IFMG Betim..100
4.4.2. Limpeza úmida dos módulos do SFCR do campus do IFMG Betim.....104
4.4.3. Limpeza dos inversores e QDI's do SFCR do campus do IFMG Betim....106
4.4.4. Cálculos estimados das perdas de geração por sujidade do módulo FV .107
4.4.5. Expectativa de validação e contribuições do procedimento de medição de Curva IV de módulos/séries de SFCR.....109
5. CONCLUSÕES 112
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 114
Apêndices 120
Anexos 126

1. INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica (FV) vem recebendo maior atenção, além de mais investimentos nos últimos anos, destacando-se como alternativa renovável bastante promissora para o futuro (ABDALA, 2019). Esta tecnologia traz grandes vantagens perante as demais fontes de energia, em especial a possibilidade de modularidade e de geração distribuída (GD), o que significa que a geração de energia elétrica pode ser realizada no local onde será consumida (HICKEL, 2017).

A geração distribuída, contudo, requer estudos mais aprofundados de viabilidade técnica a fim de estabelecer uma melhor relação custo-benefício na utilização de energia elétrica (DELGADO et al., 2019), além de formação de mão de obra qualificada para instalação e, principalmente, se pensado em longo prazo, para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) (SANTOS et al., 2019).

Os módulos FV com células de silício cristalino atualmente dominam o mercado fotovoltaico mundial. Tal tecnologia vem sofrendo uma redução significativa de preços em função do aumento da capacidade instalada, dos avanços tecnológicos e da diminuição no custo dos materiais utilizados (ISE, 2019).

Observou-se no Brasil uma grande expansão na capacidade FV instalada nos últimos dois anos, com os primeiros gigawatts (GW) de usinas fotovoltaicas de energia entrando em operação. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a potência outorgada dos sistemas FV em operação no país é de aproximadamente 3,3 GW (referência dos dados de fevereiro de 2021), estando, ainda, previstos cerca de 1,2 GW de potência em empreendimentos já em construção e 13,9 GW em obras não iniciadas (ANEEL, 2021).

Conforme as instalações aumentam em número e escala, aumenta, também, a necessidade de novos métodos para garantir a confiabilidade e o desempenho das usinas FV (OLIVEIRA et al., 2020).

Os principais problemas em um sistema fotovoltaico que impactam na geração de energia são: falhas na rede e nas conexões elétricas, falhas nos inversores, bem como a degradação do módulo fotovoltaico, gerada muitas vezes pelo sombreamento parcial e pelas sujidades sobre o gerador solar (MUNOZ et al., 2011).

Esses problemas podem ser minimizados por meio de procedimentos de operação e manutenção (O&M) que auxiliem na identificação de falhas e aumento da

vida útil da usina solar, como: inspeções visuais, monitoramento dos dados, medições de curva IV (curva que relaciona a tensão e a corrente de saída de um módulo ou conjunto de módulos), análises termográficas, limpezas do sistema, dentre outros.

Um protocolo O&M de qualidade incentiva a melhoria do desempenho energético das usinas FV, além de mitigar os riscos e aumentar o retorno financeiro. Esse protocolo contempla uma maior frequência para realização de tarefas de manutenção preventiva, abrange mais aspectos a serem verificados dentro da usina FV e usa componentes de boa qualidade para reposição além de buscar um tempo de resposta mais curto para a solução de problemas, por meio de atividades de manutenção corretiva (MUÑOZ-CERÓN et al., 2018).

Segundo Roumpakias e Stamatelos (2017), bem como, Peters e Madlener (2017), a estratégia de manutenção ideal para uma usina de FV depende de vários fatores, tais como: porte do empreendimento e tipo do sistema fotovoltaico; configurações dos componentes; local de instalação, irradiação solar global do local etc.

Apesar de os protocolos de O&M estarem se tornando cada vez mais importantes no gerenciamento de ativos de uma usina fotovoltaica, há claramente uma lacuna técnica e de conhecimentos na análise e entendimento dessa questão. Normalmente, as despesas de O&M são consideradas uma questão de segundo plano, não sendo demonstradas, nem analisadas em profundidade, as suas influências energéticas ou econômicas no cálculo do custo da geração de energia FV, bem como, no *payback* dos investimentos (TALAVERA et al., 2016 apud HACKE et al., 2018).

Embora, em manutenção, haja padrões internacionais técnicos que podem ser seguidos, em operação, que abrange tarefas relacionadas a planejamento e administração, existem muitas deficiências (SOLARPOWER EUROPE, 2019). Essas deficiências podem ser percebidas na realização de atividades como: monitoramento do sistema, gerenciamento de documentação (legislações, garantias, projetos, relatórios etc.), análise de custo de material e mão de obra, gerenciamento de peças de reposição, capacitação da equipe técnica, dentre outras. Desta forma, é crucial desenvolver e disseminar as melhores práticas para otimizar a O&M e, portanto, a produção de energia FV, o gerenciamento da usina e os benefícios resultantes (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Em função da lacuna técnica e de conhecimentos observada, referente à definição e execução de atividades de O&M em SFCR, esta proposta busca contribuir no entendimento sobre essa questão, possibilitando melhor gestão das usinas FV.

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver diretrizes para operação e manutenção (O&M) de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída, com uso de células de silício cristalino, por meio de monitoramento do sistema, análises de geração e realização de procedimentos de limpezas dos SFCR, bem como, de diagnóstico e prevenção de falhas. A proposta visa, também, apresentar de forma esquemática detalhamentos de atividades de operação e manutenção.

Espera-se que tal proposta, auxilie no gerenciamento das usinas FV, possibilitando o aumento do desempenho e da vida útil desses sistemas, além da ampliação de ganhos econômicos. Este trabalho busca, ainda, identificar quais os benefícios gerados pelo emprego das diretrizes propostas, de forma a fomentar boas práticas de O&M em sistemas fotovoltaicos.

Realizou-se, inicialmente, a identificação e estruturação das atividades que compõem um escopo de O&M em SFCR, com base em uma revisão teórica sobre o tema. Desta forma, foi possível identificar estudos e coletar dados para o detalhamento de procedimentos, como: operação de SFCR, monitoramento, manutenção preventiva, manutenção corretiva, dentre outros, apresentados de forma esquemática neste trabalho.

Percebendo os diversos fatores que influenciam na estratégia de O&M em sistemas FV, buscou-se um contexto para análise, que pudesse ser utilizado para validação da proposta. Desta forma, usinas de microgeração FV do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais (IFMG) serviram como objetos de estudo.

Para melhor compreensão da situação dos sistemas FV estudados e embasamento das propostas, buscou-se identificar o histórico de falhas e de atividades de O&M das usinas do IFMG, assim como, realizar as análises de geração de energia desses SFCR. Tais análises, se fizeram importantes para compreensão do desempenho energético de cada sistema e correlacioná-la, eventualmente, com a realização, ou não, de atividades de O&M por essas usinas.

Na sequência, foram apresentadas diretrizes para realização de procedimentos como: inspeção termográfica infravermelha qualitativa em módulos FV, limpeza de SFCR, medição dos parâmetros elétricos de arranjos fotovoltaicos pela obtenção de curva IV e cálculo das perdas de geração em função de sujidade sobre os módulos. A título de validação, os dois primeiros procedimentos apresentados foram realizados em campo e tiveram seus resultados demonstrados.

O emprego desses procedimentos permitiu, ainda, avaliar a viabilidade da realização dessas técnicas em sistemas FV desprovidos de sensores para coleta de dados ambientais como os das usinas analisadas do IFMG.

A falta de instrumentos específicos para coleta de dados (sensores de vento, de temperatura ambiente e umidade, de irradiação, de temperatura dos módulos etc.), instalados junto às usinas analisadas, bem como a inexistência de equipe técnica estruturada para gestão das usinas do IFMG, limitaram a obtenção de dados e a programação de atividades de campo que possibilitariam uma análise mais precisa sobre as condições de cada sistema. Tentativas de uso de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), incluindo das Normais Climatológicas do Brasil, apresentaram-se inviáveis devido à ausência de informações para alguns dos municípios analisados.

Outra questão que impactou significativamente o desenvolvimento da pesquisa foram as restrições estabelecidas pela pandemia do Covid 19 (Coronavírus) que impossibilitaram a realização de atividades de campo programadas para coletas de dados e validações dos métodos propostos.

O conteúdo do presente trabalho está dividido em cinco capítulos. No Capítulo 2, revisão teórica, é apresenta uma contextualização sobre a tecnologia FV, apresentando os tipos de células, eficiências de cada modelo, estrutura dos módulos e tipo de instalações. Segue, abordando sobre geração distribuída, desempenho dos sistemas e garantias dos componentes. Discorre, também, sobre mecanismos de degradação, falhas, sombreamento e sujidades no SFCR. Apresenta, ainda, as atividades de operação e manutenção, destacando-se o monitoramento do sistema e os tipos de manutenção (preventiva, corretiva, preditiva e extraordinária). Ao final do capítulo é abordado sobre armazenamento de peças de reposição e serviços adicionais, como limpeza dos módulos e reciclagem de resíduos fotovoltaicos.

A Metodologia do presente trabalho está descrita no Capítulo 3 e contempla a estruturação do referencial teórico, a definição dos SFCR para análise, a caracterização dos sistemas FV em estudo, o detalhamento de atividades O&M, bem como, a elaboração e validação de diretrizes de manutenção e operação de SFCR.

Os Capítulos 4 e 5 trazem todos os resultados e as conclusões, respectivamente, a que se chegaram nesse trabalho. Seguem-se aos capítulos, as referências bibliográficas, os apêndices e anexos do trabalho.

2. REVISÃO TEÓRICA

2.1. Tecnologia Fotovoltaica

O recuso da energia solar, tanto como fonte de calor quanto de luz, tem se apresentado, atualmente, como uma das alternativas energéticas mais promissoras. Dentre as várias aplicações da energia gerada pelo Sol, a geração direta de energia elétrica por meio do efeito FV evidencia-se como uma das formas mais ecologicamente corretas (LEMOS et al., 2016).

O efeito fotovoltaico faz com que fótons da luz estimulem elétrons a saltar para camada de condução que com um devido arranjo elétrico e na presença de uma carga, irá originar uma tensão e corrente elétrica (SANTIAGO et al., 2016 apud BARRETO et al., 2019).

A célula solar ou fotovoltaica é um dispositivo desenvolvido para promover a conversão direta de energia solar em energia elétrica, sendo estas compostas por materiais semicondutores, constituindo-se como unidade básica de conversão da energia luminosa em eletricidade (ABNT – NBR 10.899, 2013).

A disponibilidade de radiação solar é definida tanto por condições atmosféricas, como nebulosidade e umidade relativa do ar, quanto pela latitude local e posição no tempo, definida pela hora do dia e dia do ano (ANEEL, 2008).

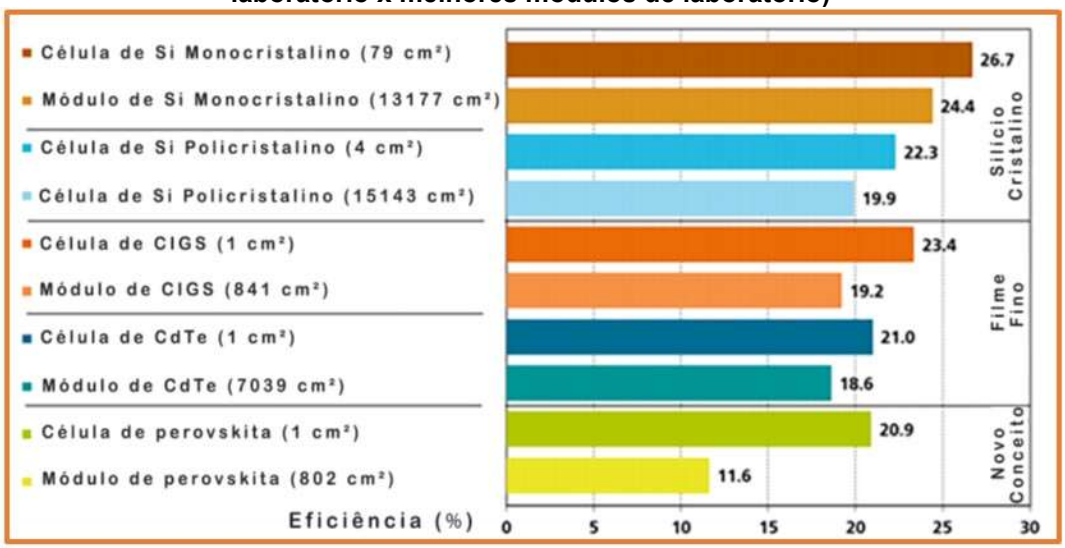
Vários tipos de células solares estão presentes no mercado fotovoltaico, diferenciando-se pelo tipo de material e a tecnologia empregada. Nota-se, contudo, que devido à sua produção comercial em maior escala, bem como à sua eficiência e robustez, a tecnologia de silício cristalino é a mais utilizada, sendo encontrada no tipo monocristalino (c-Si) ou policristalino (p-Si), que se diferenciam pelos seus percentuais de rendimento (CASSINI, 2016).

Módulos FV compostos por *wafer* de silício cristalino detêm aproximadamente 95% do mercado em 2017 e são o tipo de célula solar mais amplamente utilizado (ISE, 2019).

A Figura 1, apresenta a comparação de eficiência de algumas tecnologias fotovoltaicas. Segundo ISE (2019), o máximo de eficiência alcançada em laboratório de uma célula fotovoltaica construída de silício monocristalino (c-Si) é de 26,7%. Um módulo FV dessa tecnologia possui eficiência de 24,4% em laboratório. Já as células e módulos de silício policristalino (p-Si) possuem eficiência máxima, em laboratório, de 22,3% e 19,9%, respectivamente. É possível, ainda, verificar valores de eficiência,

em laboratório, de células e módulos de filmes finos, variando entre 23,4% e 18,6%, em função da tecnologia utilizada.

Figura 1 - Comparação de eficiência de tecnologias fotovoltaicas (melhores células de laboratório x melhores módulos de laboratório)



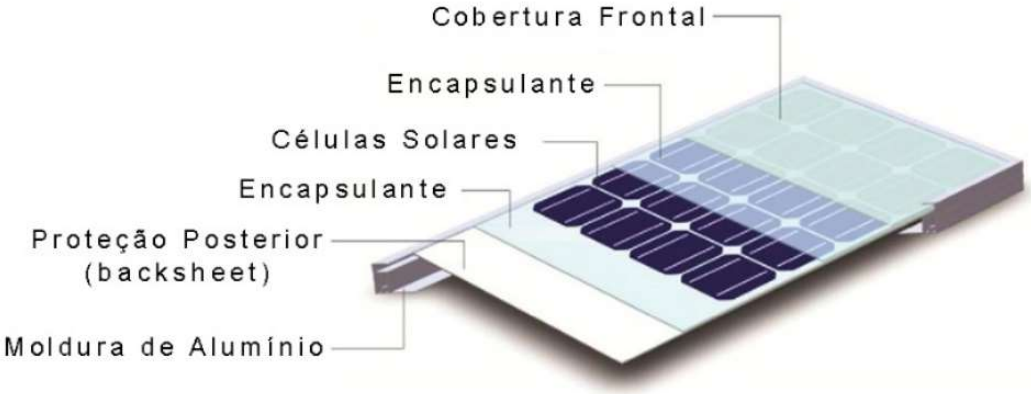
Fonte: (Green et al., 2019 apud ISE, 2019)

A eficiência média comercial dos módulos FV de silício cristalino tem aumentado nos últimos anos, aproximando de 18% para módulos de silício monocristalino (c-Si) e 17% para os módulos de silício policristalino (p-Si) no ano de 2018 (IHS, 2019 apud ISE, 2019).

Segundo Melo (2018), a tecnologia de célula fotovoltaica de silício amorfo (a-Si), apresenta eficiência em laboratório de 13% e comercial entre 5 a 8%.

A estrutura de um módulo FV padrão cristalino é apresentada na Figura 2. O mesmo é composto por: cobertura de proteção frontal de vidro temperado de alta transparência, encapsulante, células solares interligadas eletricamente; proteção posterior (*backsheet*) com camada de fluoreto de polivinil (*Tedlar*), além de moldura de alumínio (VALADARES, 2016).

Figura 2 - Estrutura de um módulo fotovoltaico com células solares de silício cristalino

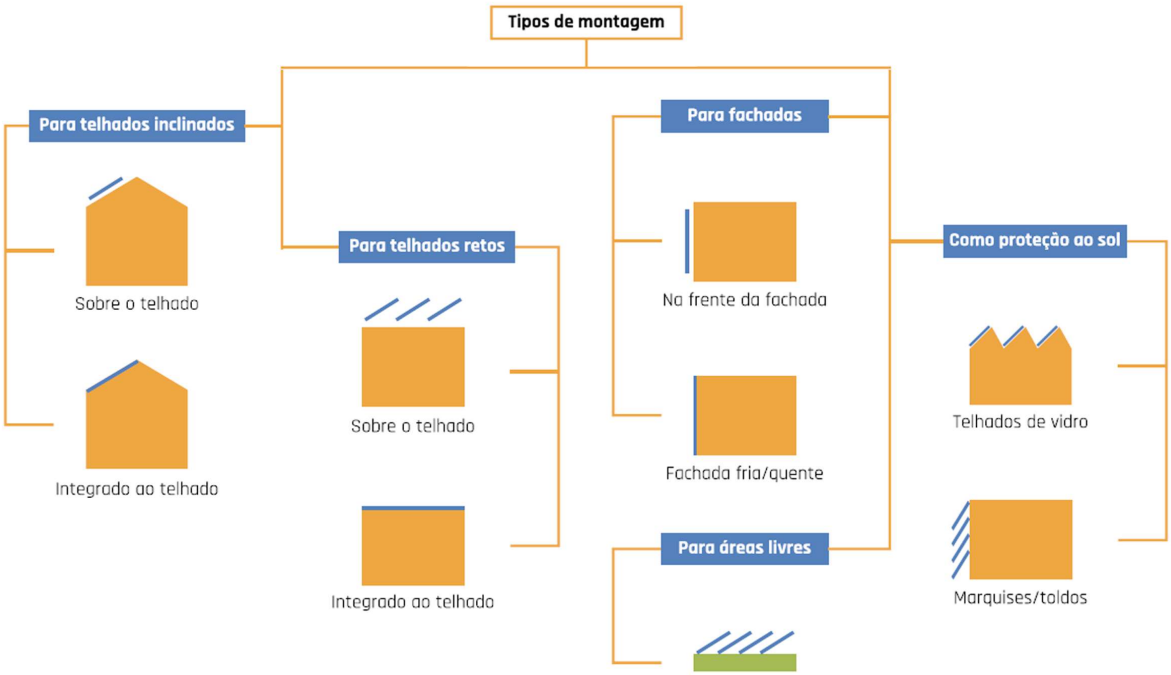


Fonte: (Adaptado de: PINHO e GALDINO, 2014)

2.2. Instalação de Sistema Fotovoltaico

Em princípio, toda superfície de um edifício exposto ao sol, seja a fachada ou telhado, pode ser utilizada para a instalação de um sistema FV. Existem várias soluções aditivas e integrativas para as estruturas de suporte para sistemas fotovoltaicos (MELO, 2018). Na Figura 3 é possível verificar algumas formas de montagem de um sistema fotovoltaico em um edifício.

Figura 3 - Formas de montagem do sistema FV



Fonte: (MELO, 2018)

A instalação de sistemas FV para permitir a performance ideal é ditada principalmente pela sua localização geográfica (latitude e insolação disponível) e pelo projeto de instalação (inclinação, orientação e altitude) de modo a maximizar a exposição solar (LEMOS et al., 2016).

Visando a geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser equivalente à latitude da localidade onde o sistema está instalado. No entanto, variações de até 10° da latitude local, para mais ou para menos, não implicam uma redução significativa no desempenho anual do sistema (PINHO e GALDINO, 2014).

O emprego de estruturas móveis do tipo *tracker* visa corrigir constantemente a angulação de incidência solar no módulo, ampliando a energia solar disponível, no entanto, acresce de forma considerável os custos de operação e manutenção do sistema (FERREIRA, 2018).

2.3. Geração Distribuída

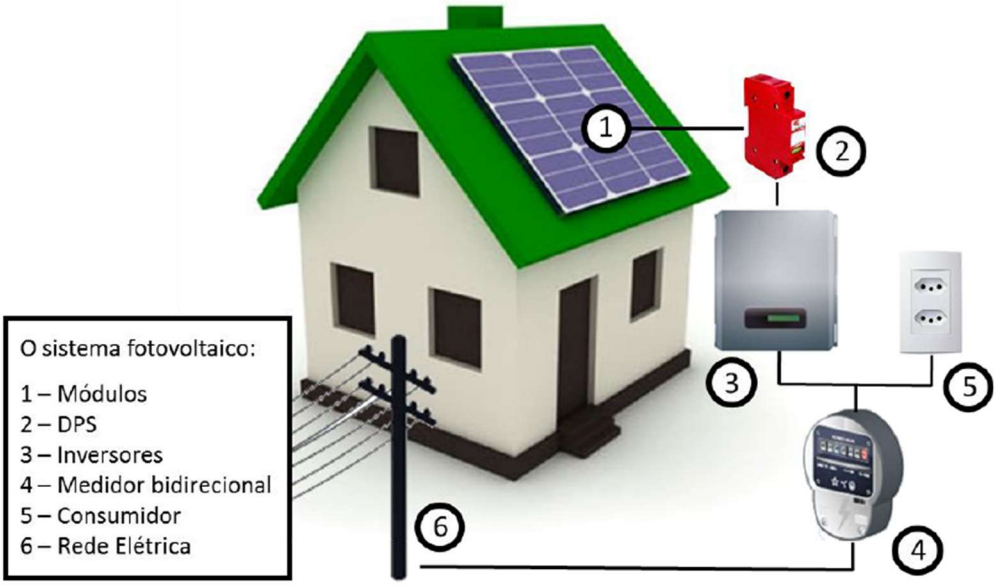
O conceito da geração distribuída possibilita aos consumidores de energia elétrica não apenas gerar energia para seu próprio consumo, como também injetá-la na rede elétrica. Esse conceito tem sido extensamente discutido e vem se tornado tendência em vários países (ANEEL, 2012).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é constituído pelos módulos fotovoltaicos, que compõem o sistema de geração solar, os cabos de conexão, um ou mais inversores e um medidor bidirecional para aferir a energia elétrica ativa consumida e gerada (VALADARES, 2016), bem como os equipamentos e dispositivos de proteção. Também estão presentes os sistemas de segurança, comunicação e monitoramento, além da rede elétrica e obras civis (CALLEJO et al., 2019).

Os cabos de corrente contínua, provenientes dos módulos, podem ser conectados por meio de caixas de combinação ou ligados diretamente ao inversor, dependendo do número de fileiras ou *strings* do sistema (VALADARES, 2016).

Na Figura 4, é apresentado um esquema de um sistema fotovoltaico sobre telhado, conectado à rede elétrica. Por meio de cabos a corrente contínua dos módulos fotovoltaicos (1), passa pelo Dispositivo de Proteção contra Surtos – DPS (2), chega ao inversor (3) onde é convertida em corrente alternada. Esta energia é consumida (5) e o excedente é injetado na rede pública (6), sendo mensurado pelo medidor bidirecional (4).

Figura 4 - Esquema de um sistema fotovoltaico sobre o telhado, conectado à rede elétrica



Fonte: (VALADARES, 2016)

Os sistemas de geração podem ser classificados com base na sua potência instalada, caracterizando-se como: microgeração (até 75kW), minigeração (entre 75kW e 5kW) e usina de geração de eletricidade (acima de 5 MW) (ANEEL, 2015).

2.4. Desempenho do Sistema Fotovoltaico

O estudo do desempenho dos sistemas fotovoltaicos auxilia no contínuo desenvolvimento da tecnologia e da indústria fotovoltaica (MELLO e RAMPINELLI, 2016). A capacidade de prever o rendimento energético projetado de sistemas FV, identificando também as perdas de desempenho, permite otimizar as estratégias de manutenção, minimizando os custos de O&M e melhorando o retorno financeiro de um projeto fotovoltaico (MICHELI et al., 2020).

A irradiância solar e a temperatura da célula, são fatores que afetam de forma direta o desempenho de um sistema de geração solar (REZA et al., 2016).

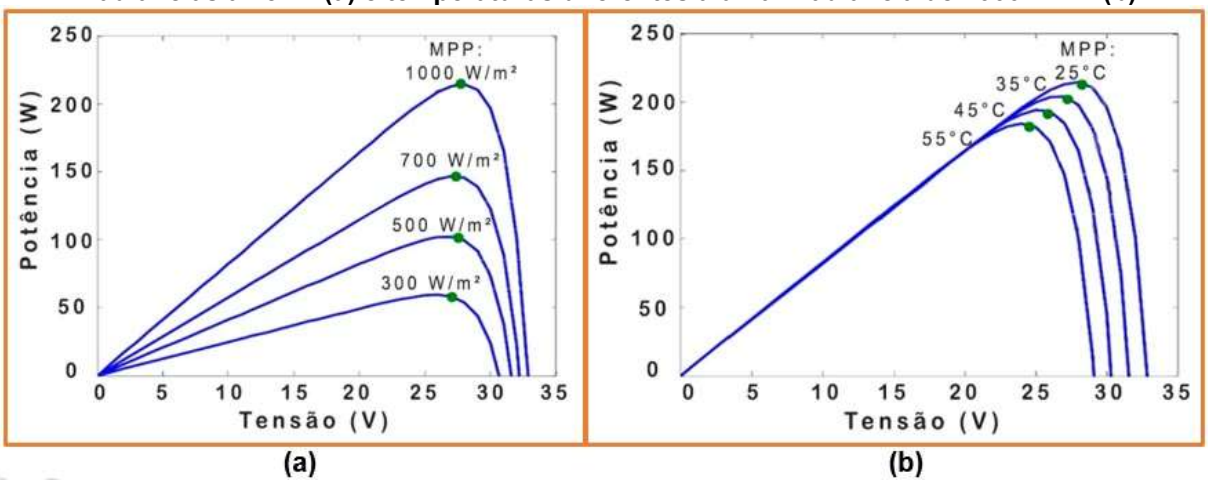
Os sistemas fotovoltaicos produzem eletricidade limpa durante sua vida útil de até 30 anos, sendo que, o tempo de retorno do investimento em energia solar depende da localização geográfica do sistema e da tecnologia instalada (ISE, 2019). Durante esse período de funcionamento várias questões podem influenciar no desempenho da usina solar impactando na geração FV, tais com: fluxo solar disponível, qualidade dos equipamentos utilizados no sistema, especificações técnicas do módulo FV e também os parâmetros ambientais (SANTHAKUMARI e SAGAR, 2019), além da temperatura de trabalho do módulo, do ângulo de inclinação, da incidência de sombreamento e do acúmulo de sujeira sobre os arranjos FV (KLUGMANN-RADZIEMSKA e RUDNICKA, 2020).

Reduções no desempenho do sistema, são causadas, ainda, por: perdas nos inversores, descasamento de módulos (*mismatch*), perdas nos condutores e conectores, bem como, degradação de módulos, corrosão, delaminação, descoloração e degradação induzida por potencial ou pela luz (RUVIARO et al., 2018).

As características de um módulo fotovoltaico podem ser demonstradas por curvas de tensão de potência ou tensão de corrente. A Figura 5 mostra a curva de potência-tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes condições de irradiância solar e temperatura da célula. A baixa irradiância leva à baixa potência e a alta temperatura causa uma redução na potência de saída. Além disso, para cada curva do módulo fotovoltaico, há um ponto na curva em que o módulo fotovoltaico fornece potência

máxima à carga. Este ponto é conhecido como ponto máximo de potência (MPP) (REZA et al., 2016).

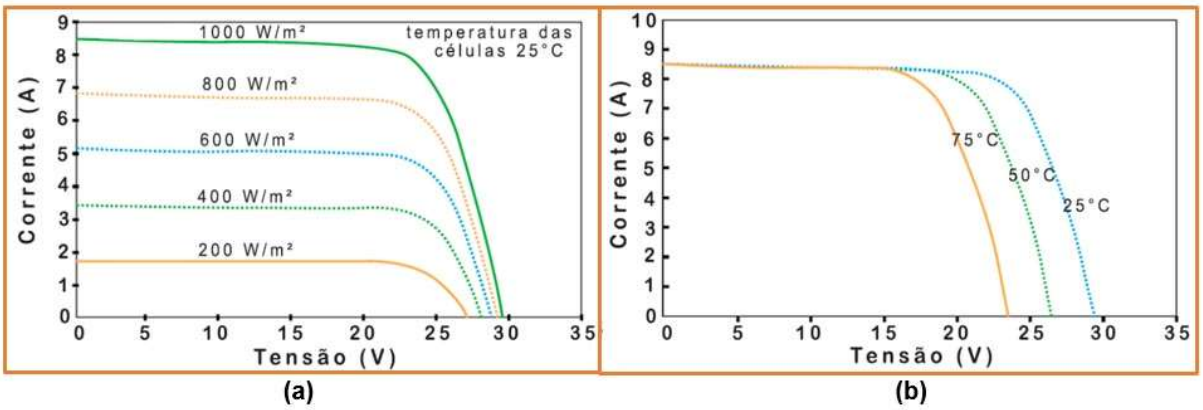
Figura 5 - Características *P-V* de um sistema FV e localização do MPP para diferentes irradiâncias a 25° C (a) e temperaturas diferentes a uma irradiância de 1000 W/m² (b)



Fonte: (REZA et al., 2016)

Com pouca incidência de luz a corrente fornecida pelo módulo FV é muito pequena e sua capacidade de geração de energia é bastante comprometida; já em temperaturas menores a tensão aumenta e em temperaturas mais elevadas a tensão diminui (MELO, 2018). A Figura 6 apresenta gráficos com diferentes curvas IV para diferentes níveis de irradiância (a) e temperatura (b).

Figura 6 - Curva IV para diferentes níveis de irradiância (a) e temperatura de célula (b)



Fonte: (MELO, 2018)

Para células fotovoltaicas de silício cristalino, verificou-se que a potência máxima diminui entre 0,4% e 0,5% para cada aumento de 1°C na temperatura de operação, dessa forma possibilitar uma boa ventilação do arranjo fotovoltaico é um objetivo a ser buscado, de modo a permitir um bom desempenho dos módulos FV e demais componentes associados (ABNT NBR 16.690, 2019).

A Tabela 1 lista alguns fatores que influenciam na perda de energia produzida em sistemas fotovoltaicos, bem como o problema e impacto destes fatores na geração de energia elétrica.

Tabela 1 - Fatores que impactam na geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos: problemas e impactos

Fator	Impacto (%)	Problema
Orientação do módulo	-25 a +30	Problema de instalação
Operação fora do ponto de máxima potência (MPPT)	-30 a -5	Problema no inversor
Especificação de potência do módulo	-15 a 0	Desempenho
Coeficientes de temperatura do módulo	-10 a -2	Desempenho
Degradação do módulo ou arranjo (%/ano)	-7 a -0,5	Durabilidade
V_{mp} Módulo x Irradiância	-5 a +5	Desempenho
Sujidade do módulo (média anual)	-10 a 0	Local de instalação e ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico
Perdas ópticas em função do ângulo de incidência	-5 a 0	Desempenho
Incompatibilidade de propriedades elétricas de módulos interconectados no gerador fotovoltaico (*mismatch*)	-5 a 0	Variação da durabilidade
Variação solar espectral	-3 a +1	Desempenho

Fonte: (BRAGA, 2018)

Não considerando as perdas influenciadas pela orientação do módulo (geradas por problemas de instalação), bem como operação fora do ponto de máxima potência e especificação de potência do módulo (causada por condições/características de componentes do sistema), nota-se com base na Tabela 1 que a temperatura e a sujidade dos módulos são os fatores que podem levar a maiores impactos na geração.

A partir de informações como o percentual de impacto na geração fotovoltaica (consequência dos fatores de perdas) e probabilidade de ocorrência desses fatores é possível efetuar a análise de risco no desempenho do sistema. Desta forma a compreensão da intensidade e constância das interferências de cada local é de fundamental importância.

Relativo às perdas geradas por sujidade dos módulos, cujo impacto médio anual apresentado por Braga (2018), reduz em até 10% a energia gerada, nota-se que tal valor pode diferenciar-se, chegando a valores bem mais expressivos, em função do contexto e da abrangência da pesquisa, conforme observado no item 2.9.1. deste trabalho, *Percentual de perda de desempenho por sujidade*.

De acordo com um estudo realizado pela Sociedade Alemã de Energia Solar - DGS, em 2013, é possível, ainda, identificar o impacto de outros fatores na geração

fotovoltaica, tais como: sombreamento (0 a -5%); reflexão (-3 a -5%); perdas da corrente contínua (-0,5 a -1,5%); perdas na conversão de energia (-0,5 a -3%); perdas no inversor (-3 a -7,5%) e perdas na fiação elétrica (-0,2 a -1,5%) (OLIVEIRA e TIEPOLO, 2018).

2.4.1. Índices de Desempenho

Os índices de desempenho ou figuras de mérito, são parâmetros que representam características de materiais ou equipamentos de acordo com as suas performances de conversão de energia. Servem, ainda, como referências para diagnosticar a qualidade do SFCR, identificar necessidades futuras de melhoramento, bem como definir expectativas do retorno financeiro do sistema (FUSANO, 2013 apud MELLO e RAMPINELLI, 2016).

Como a maioria das grandezas utilizadas nas análises varia ao longo de um dia, seja no mesmo local ou em regiões diferentes, uma padronização de valores faz-se necessária, para que se possa comparar sistemas fotovoltaicos com menor disparidade. Essa padronização das condições de referência para ensaio é chamada de STC (*Standard Test Conditions*). Nessas condições são definidos os valores padrão de irradiância, massa de ar e temperatura da célula solar, sendo estes:

$G = 1.000\ W/m^2$

$AM = 1,5$ *(adimensional)*

$T = 25°C$

A escolha inadequada de uma figura de mérito para a avaliação de desempenho de uma usina FV pode gerar uma interpretação equivocada no impacto desse desempenho, principalmente se a análise for realizada em campo, com menor controle da aferição de dados (HICKEL, 2017).

Dentre as figuras de mérito mais utilizadas para a análise de desempenho de um sistema fotovoltaico, destacam-se a Produtividade (*Yield*), Taxa de Desempenho (*Performance Ratio* - PR) e Índice de Desempenho de Energia.

Produtividade (Yield)

A produtividade de um sistema fotovoltaico é o resultado da razão entre a energia injetada na rede elétrica e a potência total de módulos FV instalados (potência nominal instalada).

Segundo Hickel (2017), por meio desta relação, sistemas FV de diferentes tamanhos e tecnologias podem ser comparados com relação à sua produção de energia. Tal autor, apresenta a fórmula para cálculo de Yield, conforme visto a seguir:

$$Yield_t = \frac{E_t}{P_o} \qquad (1)$$

Onde $Yield_t$ refere-se à produtividade de energia elétrica para a base temporal t, Et é a energia gerada pelo sistema FV para o mesmo período, apresentada em kWh, e Po é a potência nominal do sistema FV, apresentada em kWp. Portanto, a unidade de Yield é em kWh/kWp.

No entanto, a comparação de sistemas FV por meio do *Yield* não apresentará uma aproximação confiável para sistemas com diferentes arranjos, bem como sob diferentes condições ambientais. Nessas situações, a comparação realizada por meio de Taxa de Desempenho (PR) apresenta melhor aproximação (HICKEL, 2017).

Taxa de Desempenho - PR

A Taxa de Desempenho ou Performance Ratio (PR) é a padronização dos valores de produtividade para valores de irradiância obtidos no plano do módulo FV. A verificação de um sistema por valores de PR representa os valores de perda deste sistema em função das perdas por *mismatch* (descompasso elétrico quando um módulo FV tem maior ou menor condição de geração de energia em relação a outro), por temperatura, por sombreamento ou sujeira nos módulos e perdas no inversor, além de desligamentos ou falhas (MARION, 2005, apud HICKEL, 2017). Segundo Hickel (2017), a fórmula de PR é calculada por meio de:

$$PR_t = \frac{E_t}{P_o} \times \frac{G}{H_t} \qquad (2)$$

Onde PR_t representa a taxa de desempenho para determinado período t, E_t é a energia elétrica gerada pelo sistema FV para o período t, em kWh, P_O representa a potência nominal do sistema FV, apresentada em kWp, G é o valor de irradiância de referência (1000 W/m²), e H_t é a irradiação incidente sobre o plano dos módulos fotovoltaico para o período t, dada por kWh/m².

O PR real pode ser medido por meio da instrumentação do gerador fotovoltaico e serve para acompanhar o desempenho da usina durante sua vida útil. Cabe ressaltar

que Taxa de Desempenho (PR) diz respeito somente à qualidade da instalação fotovoltaica, sendo possível utilizá-la para comparar instalações em qualquer lugar do globo (COSTA, 2015). O PR pode ser, ainda, calculado somente para o lado de corrente contínua (CC), recebendo a denominação de PRCC, desconsiderando, assim, perdas de eficiência do inversor (HICKEL, 2017).

Índice de Desempenho de Energia

Segundo NREL et al. (2018), o índice de desempenho de energia, *Energy Performance Index* (EPI), compara a energia elétrica gerada pela usina fotovoltaica com a energia que era esperada para o sistema com base no clima e irradiância medidos e em um modelo de desempenho acordado pelas partes interessadas, podendo se apresentar conforme as seguintes opções:

- **Índice de desempenho de energia total**: refere-se à proporção da eletricidade total produzida dividida pela eletricidade esperada incluindo todas as horas e estações do ano.
- **Índice de desempenho energético em serviço**: é o mesmo índice apresentado, mas exclui a energia elétrica esperada quando o sistema não estava operando. O índice de desempenho em serviço é útil para quantificar o quão bem a usina funciona quando está em operação.

2.5. Garantia dos SFCR

Os tipos de garantias em uma usina fotovoltaica, são: garantia de boa execução das obras, garantia do equipamento (garantia do produto) e garantia de desempenho (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino têm normalmente uma garantia contra defeitos de fabricação do equipamento de 3 a 5 anos, podendo chegar até 10 anos (MELO, 2018).

Os fabricantes dos módulos, geralmente garantem o mínimo de 90% da potência nominal, durante o período de 10 a 15 anos e de 80% da potência nominal durante o período de 20 a 25 anos (PINHO e GALDINO, 2014). Cabe salientar, ainda, que algumas medidas devem ser tomadas visando preservar a geração da usina FV, tais como: limpeza periódica dos módulos e verificação das conexões elétricas (MELO, 2018).

2.6. Mecanismos de Degradação dos SFV

A degradação progressiva do SFV pode ser causada por reações químicas não desejadas, agentes físicos ou ainda por falhas ocorridas durante a fabricação dos elementos que compõe o sistema de geração solar. A identificação das principais causas de degradação possibilita a elaboração de estratégias preventivas para obtenção de um melhor desempenho do sistema (FERREIRA, 2018).

Estatísticas recentes mostram a taxa de degradação e consequente redução do desempenho energético em módulos fotovoltaicos de silício cristalino em 0,8% por ano (QUANSAH e ADARAMOLA, 2018 apud HAQUE et al., 2019).

Radiação solar incidente, intensidade de raios ultravioleta (UV), umidade relativa, temperatura e tensão de operação são alguns dos exemplos mais típicos dos agentes capazes de promover a degradação dos módulos fotovoltaicos. Dentre tais agentes, desataca-se a temperatura de operação do dispositivo, pois age como elemento catalizador de várias reações químicas que comprometem o desempenho do módulo (FERREIRA, 2018). A temperatura de um módulo FV leva em consideração a velocidade média do vento, as condições de ventilação do sistema, a temperatura ambiente e a irradiância solar. Com a elevação da temperatura, ocorre a redução da tensão e, consequentemente, a potência gerada diminui (RUVIARO et al., 2018).

2.7. Falhas no SFCR

As falhas em um sistema de geração de energia fotovoltaica causam dois problemas principais; o primeiro é o dano dos seus componentes e subcomponentes, e o segundo é a consequente falta de produção de energia devido à ausência de energia da usina (VILLARINI et al., 2017). As principais causas que comprometem a geração fotovoltaica são: falhas nas conexões e rede elétrica, falhas nos inversores; degradação do módulo fotovoltaico; sombreamento parcial e sujeira sobre os módulos (MOSCARDINI JÚNIOR et al., 2017).

É comum a identificação de SFV com rendimento bem menor do que o previsto em projeto. Há estudos, observados na pesquisa bibliografia, identificando que 30% dos SFV analisados apresentam defeitos, sendo 50% dos defeitos causados por erros de instalação (MÜHLEISEN et al., 2019).

Observa-se que diferentes mecanismos de envelhecimento ocorrem nos módulos fotovoltaicos, tais como: descoloração; delaminação; bolhas; degradação do

revestimento antirreflexo; corrosão; rachaduras nas células; degradação das fitas e ligações de solda; interconexão quebrada; poeira e sujeira; degradação induzida por potencial (PID); defeitos da caixa de junção e dos diodos de desvio; fenômenos de aquecimento localizados ou pontos quentes (*hot spot*), e desprendimento da estrutura (MANGANIELLO et al., 2015). Estudos identificam, também, rastros de caracóis, marcas de queimadura e diodo de desvio com defeito (CALLEJO et al., 2019), além de quebra de vidro e problemas de isolamento (MÜHLEISEN et al., 2019).

A delaminação consiste na perda de aderência entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico, podendo ocorrer entre o vidro frontal do módulo e o encapsulante ou entre o encapsulante e as células solares. Esta degradação pode aumentar a perda de transmitância e possibilitar a penetração de água no interior da estrutura, expondo a instalação aos riscos elétricos (MUNOZ et al. 2011). A folha traseira do módulo rachada ou descascada leva, também, à infiltração de água e corrosão das suas interconexões internas (NREL et al., 2018).

Uma tendência observada é a redução da espessura dos módulos para economia no processo de fabricação, favorecendo que tais unidades se tornem mais frágeis e suscetíveis a quebras e fissuras (FERREIRA, 2018).

A Figura 7 reúne exemplos de alguns dos mecanismos de degradação que ocorrem em módulos fotovoltaicos.

Figura 7 - Manifestação de degradação em módulos fotovoltaicos

Corrosão de interconexão | Delaminação | Quebras / Fissuras

Fontes:(NREL *et al.,* 2018; HAQUE et al., 2019; MUNOZ et al. 2011)

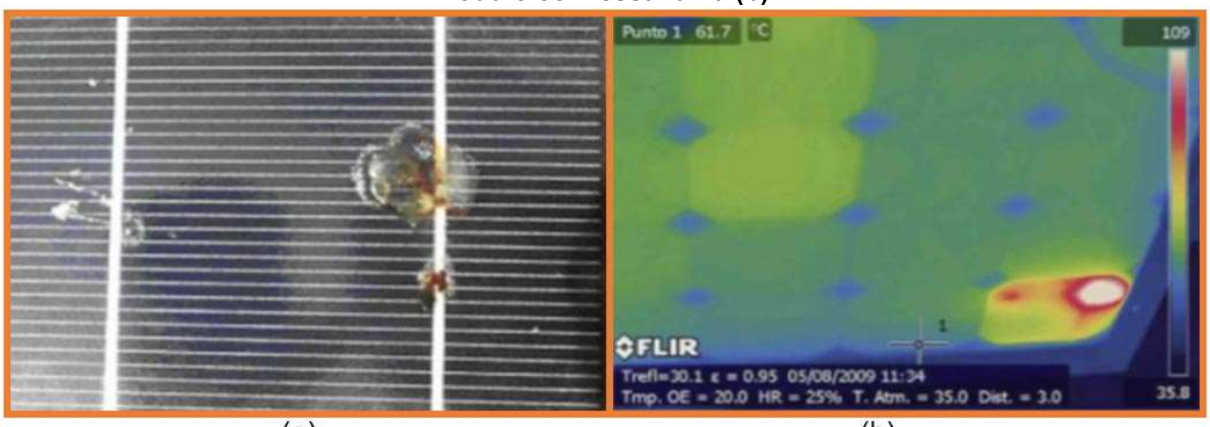
Pontos quentes observados em módulos FV referem-se às áreas com temperatura muito elevada que poderá vir a danificá-lo. Sua causa pode estar relacionada a uma variedade de deficiências das células solares, falhas ou erros em suas interligações ou, ainda, por sombreamento.

As diferenças térmicas podem indicar falhas dentro dos módulos e/ou em arranjos fotovoltaicos, como células reversamente polarizadas, falha do diodo de *by-pass*, falha

de conexões com solda, conexões ruins, resistência em série, resistência em paralelo, descasamento de parâmetros (*mismatch)* dentre outros (ABNT NBR 16.274, 2014).

Para identificar pontos quentes em módulos fotovoltaico, uma análise térmica deverá ser efetuada por meio da técnica da termografia por infravermelho. A Figura 8, apresenta uma célula solar de silício cristalino em que é possível observar a presença de pontos quentes, bem como identificação desse tipo de falha com por meio da termografia.

Figura 8 - Célula solar com a presença de pontos quentes (a) e imagem termográfica de um módulo com essa falha (b).



(a) (b)

Fonte: (MUNOZ et al. 2011)

2.8. Sombreamento do módulo FV

A produção de energia elétrica em uma célula solar é reduzida, substancialmente, quando ela é sombreada total ou parcialmente (CASSINI, 2016). Esse sombreamento pode originar-se por um obstáculo no trajeto da irradiação entre o sol e o módulo fotovoltaico ou pela deposição de sujeira sobre sua superfície (HICKEL, 2017).

O efeito do sombreamento contribui para acelerar a degradação e causar falhas no sistema (CASSINI, 2016). Desta forma, seu impacto em uma instalação não deve ser ignorado, uma vez que a orientação ótima convencional dos módulos nem sempre permite maior desempenho de geração, caso existam problemas relacionados ao sombreamento (SIMPLICIO et al., 2016). Recomenda-se que qualquer sombreamento seja reduzido ao máximo, pois uma pequena sombra sobre o arranjo fotovoltaico pode limitar significativamente seu desempenho (ABNT - NBR 16.690, 2019).

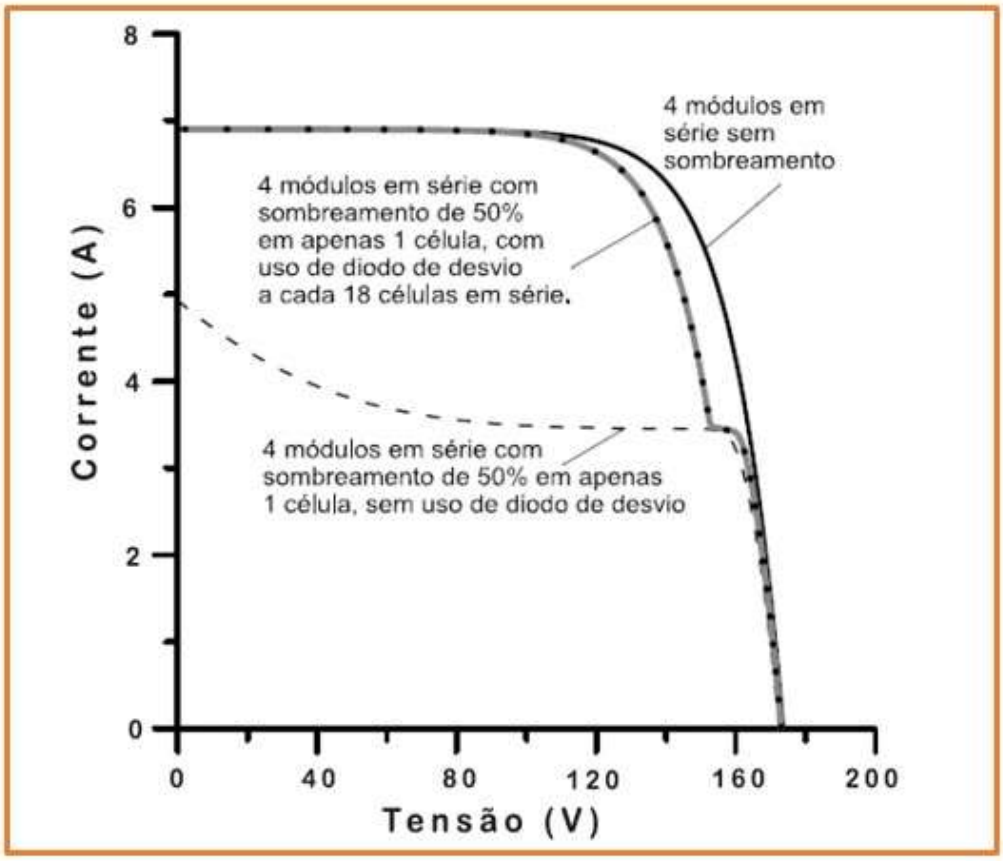
Em um módulo fotovoltaico, tanto de silício cristalino quanto de filme fino, as células FV são conectadas em série, permitindo que a corrente que circula por todas as células seja a mesma (HICKEL et al., 2016). Desta forma, quando um módulo fotovoltaico é sombreado parcialmente, fazendo com que uma ou mais células

recebam menos radiação solar em relação as demais, sua capacidade de geração de energia também é reduzida (MELO, 2018), ficando a corrente das células, de maneira geral, limitada pela corrente da célula sombreada (HICKEL et al., 2016). Esse efeito faz com que a célula passe a operar como uma carga elétrica, gastando energia e a dissipando na forma de calor. Em situações em que a energia dissipada pela célula for muito elevada, poderão ocorrer pontos quentes, chegando a destruir a célula FV e a inutilizar o módulo (MELO, 2018).

É comum que os módulos de silício cristalino venham equipados com 3 diodos de desvio, separando, assim, o módulo fotovoltaico em 3 “submódulos” de forma que, caso alguma célula FV seja sombreada, essa não comprometa a potência total fornecida pelo módulo FV (HICKEL, 2017).

A Figura 9 evidencia o efeito do sombreamento incidente sobre apenas uma das células fotovoltaicas de um módulo de um conjunto de 4 módulos FV conectados em série. Cobrindo-se a metade de uma das células, a corrente do módulo é reduzida pela metade. Consequentemente, a corrente de todos os módulos no referido conjunto também é reduzida (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 9 - Curva IV para 4 módulos conectados em série nas situações: sem sombreamento e sombreamento de uma de suas células, com e sem diodo de desvio



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

2.9. Sujidade do Módulo Fotovoltaico

A deposição de poeira (*soiling*) é um fenômeno natural que afeta adversamente o desempenho dos módulos FV, absorvendo ou refletindo a radiação solar (SANTHAKUMARI e SAGAR, 2019) e causando, assim, uma perda na eficácia de conversão de energia do sistema (BRAGA, 2018; SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Tal fenômeno, é o terceiro principal fator ambiental que interfere na geração do sistema fotovoltaico, após irradiância e temperatura (GOSTEIN et al., 2014 apud HICKEL et al., 2016), no entanto, tem sido normalmente deixado de lado por empresas que implementam esse tipo de tecnologia (BARBOSA et al., 2019).

A sujeira é conhecida por deteriorar severamente o desempenho dos módulos FV por meio de vários mecanismos, como deposição de poluição, acúmulo de poeira ou partículas orgânicas, além da presença de fezes de pássaros sobre a superfície dos módulos (HERRAIZ et al., 2020).

O percentual médio de sujidade acumulada em um SFV está ligado às condições climáticas locais, estruturas dos módulos, característica da instalação e tipo de sujeira (SOARES JÚNIOR et al., 2018). Condições ambientais, tais como: umidade, direção e velocidade dos ventos e variações do tempo de exposição, influenciam nas características da sujidade e na forma como ela se deposita sobre os módulos (SARVER et al., 2013 apud LEMOS et al., 2016), assim como a incidência de chuvas em cada localidade. São por meio destes fenômenos naturais que ocorre a poluição, bem como a limpeza dos módulos fotovoltaicos (ROMANHOLO et al., 2019).

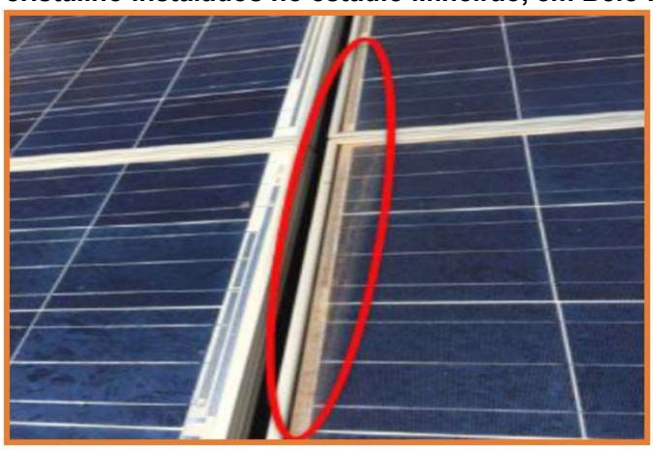
Situações de elevado índice da umidade relativa do ar podem induzir a formação do orvalho sobre os dispositivos, gerando maior acúmulo de sujidades. Perdas no desempenho podem ser ainda mais significativas quando a poeira for “cimentada” sobre a superfície dos módulos, devido à combinação com a umidade, dificultando a sua remoção. Em função disso, para localidades com elevada umidade relativa do ar, são sugeridas limpezas periódicas (COSTA et al., 2016).

Regiões com baixas latitudes necessitam de menor ângulo de inclinação dos módulos FV, para obter o ganho máximo solar, no entanto menores inclinações propiciam maior acúmulo de sujeira (COSTA et al., 2016). Desta forma, deve-se avaliar a situação de instalação, tendo como objetivo o menor impacto no desempenho do sistema.

Inclinações menores que 15° promovem maior acúmulo de água nas superfícies dos módulos FV, após as chuvas, permitindo que, em contato com a poeira depositada, forme uma matéria pegajosa que não pode ser removida por ventos leves, atuando como um local de concentração de sujidades (JOSE CANO et al., 2014 apud BRAGA, 2018).

A moldura metálica dos módulos FV, em especial de silício cristalino, pode funcionar como um obstáculo que permite o acúmulo de sujidades nas extremidades inferiores dos módulos, como mostrado na Figura 10, aumentando a não uniformidade da deposição (COSTA et al., 2018).

Figura 10 - Detalhe da sujidade depositada na borda de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no estádio Mineirão, em Belo Horizonte



Fonte: (KAZMERSKI, 2017 apud BRAGA, 2018)

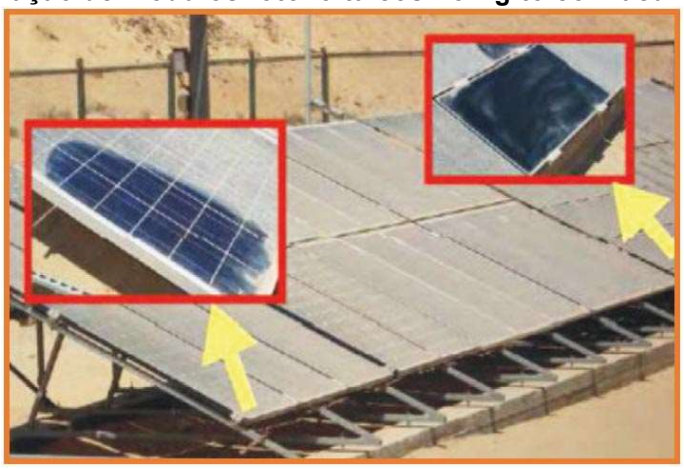
Esse acúmulo é devido ao efeito da chuva, que transporta as partículas de sujeira para parte mais baixa da superfície do módulo fotovoltaico, sendo mais notado em sistemas cujo ângulo de instalação dos módulos é menor (BRAGA, 2018).

Além das perdas de energia relacionadas à diminuição da radiação solar, a distribuição não uniforme de sujidade sobre os módulos FV propicia, também, perdas por descasamentos elétricos (*mismatch)* de tensão e corrente entre as células limpas e as células sujas, assim como entre módulos FV, limpos e sujos, dentro de uma mesma série (*string*) (NASCIMENTO, 2013 apud HICKEL et al., 2016). Esse comportamento de sombreamento pode promover o surgimento de pontos quentes que degradam as células fotovoltaicas (BRAGA, 2018).

Observa-se que esforços têm sido empreendidos para o melhor entendimento da relação entre a sujidade e o desempenho dos SFV, já que em situações extremas a usina FV pode cessar seu funcionamento (ROMANHOLO et al., 2019). Tais situações podem ser observadas em ambientes desérticos caso não ocorra limpeza regular dos

módulos. A Figura 11 mostra o efeito de um acúmulo severo de sujidade na superfície de módulos fotovoltaicos instalados no Egito.

Figura 11 - Instalação de módulos fotovoltaicos no Egito com acúmulo de sujidade



Fonte: (GHAZI et al., 2014 apud ROMANHOLO et al., 2019)

Existem várias metodologias para monitoramento de sujeira, sendo as mais básicas as inspeções humanas. Um método de medição de sujidade amplamente utilizado é o uso de módulos de referência de sujidade que consistem em um módulo que permanece sujo e uma célula limpa de referência (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Segundo Heinricha et al. (2020), existem atualmente três abordagens para a estimativa de sujeira sobre os módulos FV:

Na primeira abordagem a sujidade é quantificada por meio da estimativa das perdas de potência, em que a potência medida é comparada com a potência esperada calculada a partir da irradiância medida (CHOUDER e SILVESTRE, 2010 apud HEINRICHA et al. 2020).

A segunda abordagem consiste em medir diretamente a taxa de sujidade comparando a corrente de curto-circuito de uma célula FV “suja” com a de uma célula “limpa” (GOSTEIN et al., 2015 apud HEINRICHA et al. 2020).

A terceira abordagem é necessário modelar os mecanismos e as perdas por sujeira com o uso de ferramentas estatísticas ou algoritmos.

Heinricha et al. (2020) esclarece, ainda, que o custo da estação de medição de sujeira e dos sensores (para medir o nível de irradiância, concentrações de poluentes ou parâmetros atmosféricos) são muito altos para serem acessíveis para sistemas FV de pequeno porte, apresentando a opção de uso de dados de irradiância de satélite. Esse autor ressalta, também, a dificuldade de avaliar a quantidade de perdas de sujeira em função da influência de vários parâmetros, como: condições

meteorológicas, a natureza e a distribuição das partículas, a condição da superfície dos módulos e do ângulo de inclinação dos mesmos.

2.9.1. Perda de desempenho por sujidade

Na literatura é possível encontrar estudos relacionados ao desempenho de sistemas FV em diferentes localidades e ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, os quais apontam variações de perda de desempenho por sujidade entre 1% e 60%, conforme identificado na Tabela 2.

Esses estudos, geralmente se relacionam a fatores de perdas, como: o tipo de sujidade (qualitativo) e o tempo de acúmulo (quantitativo), bem como as condições ambientais de cada localidade e tipo de tecnologia fotovoltaica utilizada. A tendência, observada, é que o rendimento do sistema diminua com o passar do tempo, pelo acúmulo de sujidades sobre a superfície do módulo FV, no entanto, isso pode variar em função da ocorrência de limpezas dos geradores solares, seja de forma natural ou não. Outra questão relevante, na verificação da perda de potência, é a relação com ângulo de instalação dos módulos, bem como, a base temporal definida para análise. Por meio de verificações com base diária de referência, é possível identificar valores maiores de perda, comparados com eventuais valores médios por períodos; ou seja, uma análise pontual, permite identificar um dia específico com elevada perda na geração em função da sujidade (exemplo de um dia após longa estiagem e acúmulo acentuado de partículas sobre o módulo), perda, essa, que é atenuada quando se estabelece uma média de geração de um determinado intervalo de dias.

Os percentuais de perdas de potência por sujidades, dos estudos pesquisados, foram obtidos comparando-se a geração de módulos sujos com a geração de módulos totalmente limpos, em sistemas de mesmas características e implantados no mesmo ambiente.

As constatações obtidas nos estudos pesquisados sobre perdas na geração fotovoltaica em função da sujidade não possibilitou estabelecer um percentual médio de perda, já que os contextos de pesquisa analisados se diferem pelo período de análises ou, principalmente, pelas condições específicas relacionadas à localização dos SFV e à ocorrência de chuvas, sendo que em muitos desses estudos, tais informações estão omitidas na fonte pesquisada.

Tabela 2 - Perdas no desempenho de sistemas fotovoltaicos de silício cristalino em função de sujidades sobre os módulos (variação de 1% a 60%)

% Perda	Condições da Análise dos módulos	Fonte Bibliográfica
15 a 30%	Em condições de poeira moderada	SARVER et al., 2013 apud COSTA et al., 2016
>30%	Em condições de poeira cimentada (poeira + umidade)	
até 60%	Em áreas desérticas	HUSSAIN et al., 2017
14,10%	Com limpeza semanal / Bagdá (Iraque)	AL-AMMRI et al., 2013 apud COSTA et al., 2016
47,80%	Com limpeza mensal / Bagdá (Iraque)	
58,90%	Sem limpeza / Bagdá (Iraque)	
6,24%	Expostos à poeira por 1 dia / Bagdá (Iraque)	SAIDAN et al., 2016 apud CALLEJO et al., 2019
11,80%	Expostos à poeira por 1 semana / Bagdá (Iraque)	
18,74%	Expostos à poeira por 1 mês / Bagdá (Iraque)	
9,7 e 10,4%	Com inclinação de 55° e 30°, respectivamente, e exposição por 16 semanas / Jazan (Arábia Saudita)	KARMOUCH e EL HOR, 2017 apud BRAGA, 2018
20%	Sem limpeza por aproximadamente 6 meses / Montes Claros - MG (clima tropical semiárido, quente e seco)	SOARES JÚNIOR et al., 2018
17%	Com acúmulo de areia por 6 dias / Kuwait	SARVER et al., 2013 apud LEMOS et al., 2016
3 a 4%	Expostos, mesmo havendo chuva durante o período de monitoramento / Bélgica	APPELS et al.,2013 apud COSTA et al., 2016
até 10%	Sem limpeza comparado com módulos limpos	COSTA, 2016 apud BARBOSA et al., 2019
4 a 26,3%	Em função do tipo da célula usada, com perda mais crítica para sistemas com concentradores.	SILVA NETO, 2013 apud LEMOS et al., 2016
25 a >50%	Com sedimentação de partículas sobre as superfícies de módulos fotovoltaicos	SARVER, 2013 apud BRITO et al., 2016; MANI e PILLAI, 2010, apud BRITO et al., 2016
3 a 6 %	Em diversos estudos, identificando média anual de perda de potência	KIMBER et al., 2006 apud HICKEL, 2017
14%	Em diversos estudos, identificando média anual de perda	DUNN, 2013 apud HICKEL, 2017
até 20%	Identificando média mensal de perda de potência	
até 30%	Com o uso de base diária para análise	ZORRILLA-CASANOVA et al, 2011 apud HICKEL, 2017
5%	Em cobertura de uma edificação, identificando média anual de perda de potência / Santa Maria – RS	RUVIARO et al., 2018
10%	Expostos à poeira por aproximadamente 1 ano / Patos de Minas - MG	BARBOSA et al., 2019
até 10%	Em diversos estudos, com sujeira na parte frontal	SANT'ANNA, 2015
>20%	Análise de módulos em instalações próximas de fontes de poeiras, como fábricas, praias ou desertos	PVCROPS, 2013 apud SANT'ANNA, 2015
1 a 25%	Análise de módulos em diversos estudos, em diferentes regiões e ângulos de inclinação dos módulos	HICKEL et al., 2016
≈ 6%	Em diversos estudos, em regiões urbanas, identificando médias anuais de perda / Califórnia - EUA	(2016 KIMBER, 2006 apud REZENDE e ZILLES, 2018)

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

2.10. Operação e manutenção (O&M) de SFCR

O processo conhecido como O&M de um SFCR é a atividade de gestão de uma usina de geração solar após a sua entrada em operação, integrando a fase principal desses sistemas e perdurando por toda sua vida útil. Esse processo envolve a operação em tempo real do funcionamento e performance da usina fotovoltaica, bem como ações preventivas e corretivas para solução de problemas que interfiram na geração de energia e resultem na perda de produtividade (EMAP SOLAR, 2020).

Como consequência do crescimento do mercado de energia fotovoltaica, as questões relacionadas à manutenção desses sistemas estão ganhando muita atenção, evidenciadas por esforços realizados por várias instituições e empresas, que visam ao desenvolvimento de “melhores práticas” para operações dos SFCR (NASPOW GROUP, 2017 apud DE BENEDETTI et al., 2018), a fim de aumentar a geração de energia e as receitas econômicas (HACKE et al., 2018).

A padronização das práticas de O&M facilitará as análises dos fatores de risco dos investidores e pode reduzir o tempo e o custo para realizar as atividades devidas. Esses padrões são principalmente de natureza técnica, enfocando o gerenciamento do ciclo de vida, o projeto de diretrizes de O&M, bem como os processos e procedimentos de manutenção detalhados (NREL *et al.,* 2018).

Segundo SENAI CE (2020), as principais tarefas da O&M de uma usina FV incluem:

- Mitigar os riscos por meio do monitoramento da performance e da análise das variáveis dos parâmetros da usina;
- Maximizar a produção e minimizar o tempo de interrupção da geração, devido à falta de componentes;
- Melhorar o custo da energia gerada e consequentemente o tempo de retorno (*payback*) do investimento;
- Gerenciar exigências ambientais existentes, em função de legislações local, bem como as questões relacionadas à saúde e segurança dos técnicos que trabalham na usina.

Com a expansão dos sistemas fotovoltaicos, surge a necessidade de estabelecer procedimentos de comissionamento (processo de verificação e validação do SFCR), além de promover as atividades de operação e manutenção, para ampliar a disponibilidade e confiabilidade destes sistemas (SANTOS et al., 2018). No entanto,

percebe-se, ainda, a existência de um “mito” de que os SFCR não precisam de manutenção. Essa ideia equivocada está relacionada à comparação feita com geradores tradicionais, movidos à combustíveis fósseis, com custo de operação bem maior que os geradores renováveis. De fato, o custo inicial, para implantação de uma usina FV é consideravelmente mais elevado que o seu custo de O&M, diferentemente dos geradores tradicionais, onde gasta-se muito em operação, devido a necessidade de compra de combustíveis (SENAI CE, 2020).

Estudos sobre O&M de sistemas fotovoltaicos

Diversos estudos relacionados às atividades de operação e manutenção de usinas fotovoltaicas foram identificados na literatura, permitindo uma visão geral sobre objetivos e estratégicas propostas, bem como metodologias utilizadas.

Certas pesquisas são baseadas em simulações de circuitos elétricos de módulos fotovoltaicos, enquanto outras dependem da análise estatística de diferentes medições do sistema fotovoltaico, bem como valores de eficiência do sistema. Alguns modelos preditivos existentes para sistemas fotovoltaicos são capazes de prever a produção de eletricidade por meio de variáveis pertencentes a esses sistemas e ao clima, além de diversos parâmetros ajustáveis (DE BENEDETTI et al., 2018).

Foram constatados estudos sobre monitoramento e verificação de desempenho em usinas FV, propondo diretrizes para projeto, instalação e manutenção de sistemas conectados à rede (SPERTINO e CORONA, 2013), além de descrições de técnicas de monitoramento remoto que podem ser usadas para uma padronização geral e como uma base comum para avaliações de confiabilidade e uma O&M eficaz (DI LORENZO et al. 2020).

Foram identificadas na pesquisa bibliográfica iniciativas de criação de plataformas de colaboração digital para sistema de geração FV, que permitem que os agentes de manutenção se encontrem, acessem informações, comuniquem-se e trabalhem juntos para alcançar o processo de manutenção (MEDJAHER et al., 2012).

Verificou-se, ainda, que muitos dos métodos de diagnóstico para sistemas FV dependem de algum tipo de modelo para detecção de falhas. Esses modelos são usados para estimar um ou mais parâmetros dos SFCR, como rendimento energético da usina ou potência de saída de medidas locais de irradiância e temperatura, além de observações de satélites. Estas estimativas são, então, comparadas com os valores medidos do sistema para detectar falhas ou mau desempenho (SPATARU et

al., 2015). Outros estudos propõem, ainda, a otimização do plano de manutenção fotovoltaica por meio de uma abordagem do tipo de falha e análise de efeitos baseada em dados reais (VILLARINI et al., 2017).

Algumas abordagens de detecção de falha, preveem sua ocorrência pela observação do histórico de falhas disponível do sistema, possibilitando elaboração de tendências de longo prazo que permitem detectar “padrões de degradação” que identifiquem falhas futuras (DE BENEDETTI et al., 2018). Metodologias para cálculo da taxa de degradação de tecnologias fotovoltaicas são, também, observadas (PHINIKARIDES et al., 2014).

O processo de análise e modelagem de dados do sistema FV para detectar e identificar perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos pode ser baseado em modelos analíticos do gerador solar, modelos de desempenho empírico, estimadores genéricos, ou modelos estatísticos, envolvendo diferentes graus de complexidade. A principal vantagem desses métodos é que eles geralmente têm baixos requisitos de *hardware* e são aplicáveis a uma ampla gama de sistemas e instalações fotovoltaicas. No entanto, uma limitação comum desses métodos é que eles não podem identificar com precisão a causa da falha ou sua localização (SPATARU et al., 2015).

A aplicação da inteligência artificial (IA) para modelagem e estudo de sistemas fotovoltaicos tem atraído muito interesse. Nesse sentido, foram identificadas pesquisas sobre as principais técnicas de IA para aplicações fotovoltaicas, tais como: redes neurais artificiais, lógica *fuzzy*, algoritmos genéticos e sistemas híbridos (DE BENEDETTI et al., 2018). Heinrich et al. (2020) realizou estudo para detecção de intervenções de limpeza em módulos fotovoltaicos com aprendizado de máquina, em que foi proposta uma ferramenta de monitoramento de baixo custo.

Estudos sobre tecnologias que capacitam os drones para o monitoramento inteligente de usinas FV foram observados, destacando-se os prós e contras do monitoramento remoto e com o uso de mão-de-obra humana (YADAV et al., 2013).

Percebeu-se que métodos de diagnóstico de sistemas fotovoltaicos baseados em análise de resposta de sinal, tais como reflectometria e análise de *Fourier* podem ser usados para identificar e localizar falhas de circuito aberto e ocorrência de arco elétrico em um sistema fotovoltaico. No entanto, eles são limitados para detecção de outros tipos de falhas e precisam ser complementados por outros métodos diagnósticos (TAKASHIMA et al., 2008 apud SPATARU et al., 2015).

Alguns métodos de diagnóstico de sistemas FV baseiam-se na medição e análise da curva característica de corrente-tensão (IV) do gerador fotovoltaico, seja módulo, *string* ou arranjo. Em comparação com as medições de rendimento, as curvas IV podem fornecer significativamente mais informações sobre as condições e propriedades elétricas do gerador fotovoltaico, tais como: corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, resistência em série e em derivação *(shunt)*, fator de idealidade, fator de enchimento, além de indicar a presença de sombreamento e sujeira (SPATARU et al., 2015). Lupangu e Bansal (2017) apresentam revisão de métodos de dimensionamento, modelagem, rastreamento de ponto de potência máxima da Curva IV para a operação eficiente de SFCR.

Métodos de análise da influência do sombreamento em um SFV foram observados, incluindo experimentos de sombreamento total e parcial dos módulos e seu impacto na geração energética de sistemas solares (SIMPLICIO et al., 2016; HICKEL et al., 2016), além do uso de software para definir o comportamento da sombra durante o período solar (SOUZA e TAPIA, 2018; ZOMER e RÜTHER, 2018).

Estudos relacionados à limpeza dos módulos FV e impacto da sujeira sobre o desempenho de SFV foram, também, identificados na pesquisa (KLUGMANN-RADZIEMSKA e RUDNICKA, 2020; SANTHAKUMARI e SAGAR, 2019; SOARES JÚNIOR et al., 2018; REZENDE e ZILLES, 2018; COSTA et al., 2018, LEMOS et al., 2016; HICKEL et al., 2016), incluindo morfologia e composição química da sujidade (ROMANHOLO et al., 2019), bem como desenvolvimento e aplicação de superfícies autolimpantes em geradores solares (SILVA AGV et al., 2016) e otimização da frequência de limpeza fotovoltaica sob diferentes padrões de taxa de degradação (MICHELI et al., 2020).

Pesquisas com foco no emprego da inspeção termográfica infravermelha em SFV foram observadas, apresentado esse método, como ferramenta para identificação de falhas (HAQUE et al., 2019; SANTOS et al., 2018) e seus impactos no desempenho do sistema (CASSINI, 2016). Recursos da técnica, como termografia aérea com uso de drones, também foram verificados (AGHAEI et al., 2018; HERRAIZ et al., 2020), além de revisões de pesquisa e análise de desafios futuros (TSANAKAS et al., 2016).

Foram identificados, também, métodos de resfriamento do módulo fotovoltaico para melhorar o desempenho elétrico com uso de técnica com ar natural e forçado, recurso hidráulico, de tubulação de calor, com materiais de mudança de fase e termoelétrico de módulos fotovoltaicos (SHUKLA et al., 2017).

Metodologias e diretrizes para projetos de proteção contra raios para sistemas solares fotovoltaicos foram observadas (ZHANG; CHEN; DU, 2019), bem como, estudos sobre a importância da segurança em sistemas fotovoltaicos durante a operação e manutenção, além da avaliação de riscos e perigos prováveis (KAMENOPOULOS e TSOUTSOS, 2015).

Foram verificadas avaliações econômicas de estratégias de manutenção para usinas FV (PETERS e MADLENER, 2017), bem como, método de cálculo de custos associado à O&M de sistemas FV, detalhando sobre o custo e a frequência de serviços para estimar o fluxo de caixa anual com O&M, o valor dos custos do ciclo de vida e a reserva financeira para reparo de falhas não planejadas (WALKER et al. 2020).

Por fim, foi identificada análise da influência das despesas anuais de O&M no desempenho e viabilidade de usinas fotovoltaicas com base em dados reais (MUÑOZ-CERÓN et al., 2018), além de comparação científica das propostas de caracterização externa, com objetivo de apresentar análise econômica dos métodos mais comuns de investigação no local (MÜHLEISEN et al., 2019).

2.10.1. Operação do SFCR

Segundo Solarpower Europe (2019) e Callejo et al. (2019), a operação de uma usina fotovoltaica é composta por processos, tais como:

- ***Gerenciamento de documentação***: projetos, memoriais, manuais, guias, relatórios técnicos, formulários, legislações vigentes, condicionamento do solo e meio ambiente, garantias dos equipamentos etc.;
- ***Controle do SFCR***: comissionamento, início da produção, gerenciamento de mudanças, interrupções, descomissionamento, segurança da usina etc.;
- ***Monitoramento e melhoria do desempenho do SFCR***: monitoramento remoto e local, previsão de geração/simulações, verificação da disponibilidade do sistema, medição de geração de energia em tempo real, diagnóstico de falhas existentes etc.;
- ***Otimização da O&M***: programação de manutenção, análise de custos de material e mão de obra, gerenciamento de peças de reposição, substituição antecipada de componentes, capacitação da equipe técnica, gestão da saúde e segurança dos técnicos, interlocução entre os envolvidos nas atividades do SFCR etc.

Uma parte essencial das operações é a análise das informações geradas em atividades de O&M, bem como dos custos de material e mão de obra incorridos em várias intervenções. Ter essas informações auxilia na otimização da usina, reduzindo as perdas de produção e o custo da própria O&M (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Os gastos com O&M podem ser minimizados por meio do planejamento das atividades de manutenção de forma a reduzir o tempo médio necessário para executar os reparos dos equipamentos e retomar o serviço, bem como, por meio de cronogramas de manutenção preventiva para substituição antecipada dos componentes essenciais, com base na análise da vida útil dos mesmos (HACKE et al., 2018).

Monitoramento do SFCR

Para alcançar o máximo aproveitamento de uma usina fotovoltaica e maior capacidade de produção de energia é necessário um sistema confiável de monitoramento com custos otimizados. Tal sistema garantirá o diagnóstico de falhas em tempo real, mantendo o desempenho de seus componentes, aumentando sua vida útil e permitindo maior confiabilidade (EDDINE et al., 2018).

Existem várias estratégias de monitoramento fotovoltaico baseadas na produção da usina e em sua natureza. Esse monitoramento pode ser realizado no próprio local ou remotamente. Ele mede a produção, além de verificar e acompanhar a operação dos inversores e dispositivos de comunicação do SFCR (LAHIANI et al., 2018).

Uma propriedade desejável no monitoramento para prever falhas em sistemas FV é a possibilidade de fornecer sistematicamente alertas precisos de manutenção, a fim de permitir que os operadores tomem as decisões necessárias com maior agilidade, possibilitando, ainda, o planejamento antecipado das tarefas de manutenção (DE BENEDETTI et al., 2018).

É comum que os próprios inversores realizem diariamente medições de resistência de terra e checagens internas em busca de algum problema que possa prejudicar a operação da usina FV. Além disso, existe o sistema de aquisição de dados por onde é possível observar a geração instantânea do SFCR, compará-la com a geração esperada e identificar a existência de alguma falha (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018). Os inversores, todavia, tem como função principal converter a energia CC em CA, não sendo sua prioridade medir as variáveis ou a qualidade da energia gerada,

dificultando dessa forma uma medição com exatidão de grandezas, para uma avaliação do real desempenho do sistema (SENAI CE, 2020).

Desta forma, instrumentos específicos para coleta de dados (sensores de vento, de temperatura ambiente e umidade, de irradiação, de temperatura dos módulos etc.), podem ser instalados junto à usina FV e associados ao inversor, caso seja necessária obtenção de informações específicas e mais detalhadas, não apresentadas, originalmente, pelo inversor. A aquisição de sensores, para monitoramento adicional, representa um acréscimo ao custo total do investimento no SFCR, todavia, os gastos com as demandas por inspeções e chamadas físicas ao local tornam-se mais altos, em comparação com os custos desses equipamentos (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

O supervisório (sistemas de supervisão e aquisição de dados), é composto por um *software*, tipo *SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition,* que agrega os dados coletados pelos sensores, dentro da usina, e os transforma em diagramas, usados na análise da performance da usina FV. Para aquisição desses dados precisa-se de uma infraestrutura de comunicação (roteador), que, por meio da *internet* e rede de telecomunicação, envia os dados para um lugar remoto. Normalmente, faz-se o monitoramento por meio de uma central (infraestrutura para capturar e armazenar dados), as vezes distante do local de geração, ou mesmo em outro país (SENAI CE, 2020).

As últimas tendências em monitoramento remoto incluem o uso de drones, veículos voadores de pequena escala, que são equipados com câmeras e sensores capazes de capturar imagens visuais e térmicas dos módulos fotovoltaicos e outros componentes, permitindo posterior avaliação das condições do SFCR (MANOJ et al., 2018).

2.10.2. Manutenção de SFCR

A manutenção de sistemas fotovoltaicos inclui várias atividades que são planejadas em um programa de monitoramento que pode variar desde verificações mínimas até o monitoramento de alta precisão que permite a identificação de problemas ou a necessidade de realização de algum procedimento (DE BENEDETTI et al., 2018).

A alta modularização, a fácil solução de problemas, o fácil acesso para reparo, a baixa habilidade, a redução de esforços para substituições de componentes, bem

como agilidade e otimização da logística de fornecimento de materiais para reposição são atributos altamente desejáveis para o planejamento da manutenção em sistemas fotovoltaicos (HACKE et al., 2018).

A manutenção geralmente é realizada no local, por técnicos ou subcontratados especializados, coordenados e sob análise da equipe responsável pela operação da usina FV (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

A periodicidade das atividades de manutenção deve ser adequada a cada tipo de instalação. O intervalo das ações de manutenção deve diminuir em função do aumento da complexidade dos sistemas FV (quantidade e diversidade de equipamentos), bem como da importância desses sistemas para as atividades realizadas no local e a severidade das interferências externas a que estão sujeitos (ABNT NBR 5.410, 2004).

Segundo Solarpower Europe (2019), a manutenção de uma usina fotovoltaica é composta por processos como:

- Manutenção preventiva
- Manutenção corretiva
- Manutenção preditiva
- Manutenção extraordinária
- Armazenamento de peças de reposição
- Serviços adicionais

2.10.2.1. Manutenção preventiva

As atividades de manutenção preventiva representam grande parte dos serviços de manutenção de uma usina FV, incluindo inspeções visuais e físicas regulares, bem como, atividades de verificações de componentes, atendendo as recomendações dispostas em manuais e emitidas pelos fabricantes de equipamentos (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

A manutenção preventiva deve manter as garantias de equipamentos e componentes e reduzir a probabilidade de falha ou degradação do sistema, selando pelo emprego de normas técnicas e mão de obra capacitada. Essa manutenção é realizada em intervalos regulares predeterminados ou de acordo com as prescrições dos manuais de O&M e cronograma de um plano de manutenção anual (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Inspeção Visual

A inspeção visual é um método trivial, no entanto, muito eficaz. Uma equipe, devidamente capacitada, é capaz de detectar falhas no módulo FV por meio da inspeção visual simples (MÜHLEISEN et al., 2019). Esse procedimento é a base da O&M dos SFCR. Todos os demais procedimentos de O&M dependem de uma boa inspeção visual (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Nessa atividade, deve-se observar a existência de possíveis áreas de sombreamento, bem como verificar as condições físicas de cada módulo FV, certificando de que a superfície frontal está íntegra e limpa, as células não apresentam sinais de rachadura e descoloração, a estrutura de fixação do módulo fotovoltaico está fixa, sem pontos de corrosão e devidamente aterrada (PINHO e GALDINO, 2014).

Embora muitas mudanças no desempenho não tenham causas aparentes e demandem investigação por meio de métodos de caracterização mais sofisticados, várias falhas como: pontos de acesso, marcas de queimaduras, delaminação, amarelamento, infiltração de umidade, rompimento das interconexões entre células solares, formação de bolhas na parte de trás dos módulos, falhas na caixa de junções e muitos outras podem ser identificadas pela inspeção visual (MÜHLEISEN et al., 2019).

No Anexo A é apresentado um guia de inspeção, adaptado por Cassini (2016), destacando os principais itens a serem observados quando da realização de uma inspeção visual em módulos fotovoltaicos.

O registro fotográfico e anotações durante a inspeção é de extrema importância pois, juntamente com o monitoramento do supervisório a inspeção visual determina as ações necessárias para manutenção. Recomenda-se que a inspeção seja feita semestralmente ou quando detectada alguma falha no supervisório, em períodos de céu limpo ou Sol entre nuvens e nunca sob chuva ou garoa (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Inspeção Física

A inspeção física de SFCR é feita com a presença da equipe de manutenção no local do arranjo fotovoltaico, por meio do monitoramento manual dos parâmetros analisados, ou com o uso de instrumentos de medição. Este processo de inspeção é

bastante difícil de executar e monitorar, variando-se em precisão e complexidade, em função do tamanho do sistema e do local (MANOJ et al., 2018).

Pela inspeção física pode-se verificar os módulos e células fotovoltaicas, os parâmetros meteorológicos e acúmulo de poeira no SFCR, além de realizar uma vistoria das estruturas de montagem e demais elementos da instalação. Todos os dados monitorados devem ser documentados, permitindo a análise e elaboração de possíveis estratégias de O&M (MANOJ et al., 2018).

Os métodos variam desde simples procedimentos para verificação do sistema, até técnicas mais sofisticadas, como: abordagens de eletroluminescência e fotoluminescência no local, espectroscopia, inspeção termográfica infravermelha, além das medições de parâmetros elétricos pela análise da curva IV (AGHAEI et al., 2018).

Normalmente, mais de um método pode ser aplicado com sucesso para detectar falhas. Essa compreensão possibilita definir equipamentos de medição adequados para identificar um erro de forma confiável e rápida (MÜHLEISEN et al., 2019).

- *Termografia por infravermelho*

As inspeções termográficas por infravermelho permitem avaliar a condição operacional de um componente, equipamento ou processo por meio da medição de temperaturas e visualização de distribuições térmicas, com uso de câmeras termográficas (termovisor) capazes de gerar imagens térmicas, chamadas termogramas, com base na radiação infravermelha dos objetos (ABNT NBR 15424, 2016).

Além de estar presente no processo de verificação inicial de uma usina FV (periódico), um ensaio termográfico também pode ser empregado na solução de eventuais problemas em módulos, séries fotovoltaicas ou arranjos fotovoltaicos (ABNT NBR 16.274, 2014). Atualmente, essa técnica é comumente empregada para avaliar o comportamento térmico em sistemas fotovoltaicos, onde é usada para determinar o desempenho de módulos FV, detectar pontos quentes e investigar o efeito de sombras e sujidades sobre os módulos (FERREIRA, 2018).

As falhas geradas por superaquecimento em SFCR afetam, também, inversores, cabines de inversores, transformadores e controles de *string* (VILLARINI et al., 2017). Desta forma, a inspeção termográfica pode ser usada para inspecionar outros componentes elétricos importantes de uma instalação fotovoltaica, como cabos,

contatos, fusíveis, interruptores, inversores etc. (SOLARPOWER EUROPE, 2019), apresentando grande vantagem em poder ser aplicada com a usina FV em operação, sendo um diagnóstico não destrutivo, rápido, eficaz e viável economicamente (CALLEJO et al, 2019).

Normalmente, as inspeções por termografia infravermelha em arranjos fotovoltaicos são realizadas com o uso de termovisores portáteis próximos ao solo ou em plataformas elevatórias para aumentar a área de cobertura (OLIVEIRA et al., 2020). As câmeras termográficas infravermelhas podem, ainda, ser acopladas a veículos aéreos não tripulados (drones) para aumentar a relação custo-benefício e permitir inspeções em sistemas fotovoltaicos montados em telhados com acesso limitado ou usinas FV de grande escala (AGHAEI et al., 2018; MANOJ et al., 2018). Uma combinação da termografia aérea, Sistema de Posicionamento Global (GPS) e redes neurais artificiais permite detectar e localizar falhas em módulos FV automaticamente. Neste caso, uma matriz de temperatura é gerada e um algoritmo de processamento é usado para detectar pontos quentes, localizados com o auxílio da telemetria (HERRAIZ et al., 2020).

A caracterização termográfica de um SFCR pode ser do tipo qualitativa quando se busca determinar falhas de forma parcial (pontos quentes, sujeira, desacoplamento de células etc.) sem levar em conta a gravidade desses defeitos, como, também, do tipo quantitativa, quando se pretende determinar com precisão a temperatura, considerando a importância dos incidentes detectados e as consequentes operações de manutenção (ÁLVAREZ-TEY et al., 2017). A inspeção quantitativa normalmente está associada a modelos matemáticos para estabelecer a relação causa/efeito entre a temperatura medida e o tipo de falha que se quer monitorar (FERREIRA, 2018).

No decorrer da vida útil do sistema fotovoltaico, a diferença de temperaturas entre vários pontos do módulo fotovoltaico pode ultrapassar 10°C, tornando, assim, o monitoramento térmico dos módulos essencial para previsão de possíveis falhas e garantia do máximo rendimento possível (GARCIA et al., 2012 apud KOTINDA et al., 2018). Se forem identificados pontos quentes no módulo, deve ser observado se há sombreamentos ou sujeira e eliminá-los (PINHO e GALDINO, 2014).

- *Imagem por eletroluminescência*

A tecnologia de imagem por eletroluminescência (EL), utilizada para controle da qualidade do módulo fotovoltaico, permite a identificação detalhada de falhas, como

rachaduras celulares e microfissuras, invisíveis ao olho humano e geralmente não identificadas de forma conclusiva pelo termografia infravermelha (SOLARPOWER EUROPE, 2019). A eletroluminescência é uma técnica não invasiva elaborada para detectar a recombinação radiativa de portadores de carga excitados, no qual a intensidade de luz resultante é proporcional à tensão (CALLEJO et al., 2019). Essa técnica geralmente é feita em um ambiente escuro, porque a quantidade de radiação infravermelha próxima, emitida pelos módulos fotovoltaicos, é baixa em comparação com a radiação emitida pela luz de fundo e pelo Sol. Em função disso, a geração de imagens por eletroluminescência no local deve ser feita geralmente durante a noite ou durante a cobertura dos módulos fotovoltaicos com uma “barraca” (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

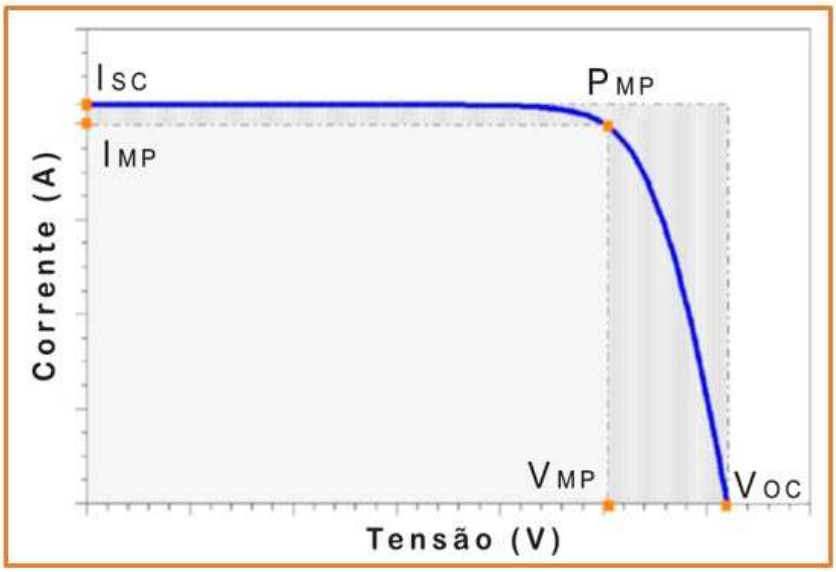
- *Medição da Curva IV*

O princípio de operação para verificação da curva IV em um arranjo fotovoltaico baseia-se em uma varredura em toda a faixa de tensão de operação do módulo fotovoltaico para obter os pontos da curva IV, sendo assim capaz de fornecer, além das curvas IV e PV, vários parâmetros elétricos já convertidos para as Condições Padrões de Ensaio ou STC (*Standard Test Conditions*).

Uma das ferramentas disponíveis no mercado para verificação e caracterização dos parâmetros elétricos dos módulos FV no local da instalação é o traçador de curva IV portátil (HICKEL, 2017). Tal equipamento permite a detecção muito mais precisa e confiável de problemas em arranjos fotovoltaicos, do que por meio das medições desses parâmetros de forma manual.

Quando um módulo FV atinge a potência máxima ou de pico (P_{MP}), obtém-se a corrente de máxima potência (I_{MP}) e a tensão de máxima potência (V_{MP}), conforme verificado na Figura 12, que representa a Curva IV característica da célula solar. Outros fatores relevantes para caracterização elétrica de uma célula solar são a corrente de curto-circuito (I_{SC}), que representa a máxima corrente que se pode obter, sendo medida na célula FV quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero, e a tensão de circuito aberto (V_{OC}), que representa a tensão entre os terminais de uma célula FV quando não há corrente elétrica circulando, sendo a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir (PINHO e GALDINO, 2014; BRAGA, 2018; SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Figura 12 - Curva IV característica de uma célula solar



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A partir da curva IV mostrada, podem ser determinados outros parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos, como eficiência e fator de forma.

A eficiência (Ƞ) é o parâmetro que define quão eficiente é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica, sendo representada pela relação entre a potência elétrica produzida pela célula FV e potência da energia solar incidente (PINHO e GALDINO, 2014).

O fator de forma (FF) é definido pela razão entre a máxima potência (P_{MP}) da célula FV e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto. Mais próxima da forma retangular será a curva IV, quanto mais reduzidas forem as perdas resistivas (série e paralelo). A definição de FF está representada graficamente na Figura 12, apresentada, como a razão entre a área dos dois retângulos em destaque (HICKEL, 2017), conforme representado pela equação:

$$FF = \frac{I_{MP} \times V_{MP}}{I_{SC} \times V_{OC}} = \frac{área\ retângulo\ menor}{área\ retângulo\ maior} \qquad (3)$$

Onde FF é o fator de forma, I_{MP} a corrente de máxima potência, V_{MP} a tensão de máxima potência, I_{SC} a corrente de curto-circuito e V_{OC} a tensão de circuito aberto (HICKEL, 2017).

O formato da curva IV fornece informações valiosas para identificar falhas, bem como, um cálculo quantitativo das perdas de energia (SOLARPOWER EUROPE,

2019). Dentre os defeitos indicados pela curva IV é possível perceber: células ou módulos danificados, diodos de *by-pass* curto-circuitados, sombreamento localizado, descasamento de parâmetros (*mismatch*) entre módulos, presença de resistência paralela excessiva em células, módulos ou arranjos fotovoltaicos e resistência série excessiva (ABNT NBR 16.274, 2014).

Nota-se a importância de se estudar o comportamento da curva IV quando se pretende mensurar, também, o impacto da deposição não uniforme de sujidade sobre a superfície do módulo, e não apenas analisar a grandeza da corrente de curto-circuito, visto que o ponto de máxima potência é claramente deslocado ao longo da curva IV na condição de operação sob deposição não uniforme (BRAGA et al., 2018). Para a análise do comprometimento no desempenho do SFCR pela sujeira presente nos módulos, a medição da curva IV no local é um processo bastante adequado. Esse método, além de não necessitar de intervenções na instalação do sistema, como retirada de módulos para análise, consegue efetuar a medição de potência instantânea de um único módulo, uma *string* ou, dependendo das condições do equipamento utilizado, do SFCR como um todo em uma única medida (HICKEL, 2017).

Em alguns casos, a comparação de uma curva IV de um ou mais módulos com uma anomalia térmica, por exemplo, com a curva IV de um módulo FV sem quaisquer anomalias térmicas pode ser uma ferramenta útil para o diagnóstico de falhas de sobreaquecimento (ABNT NBR 16.274, 2014).

Atividades de verificação de componentes

A manutenção preventiva, inclui uma lista de verificações regulares por equipamento e por unidade de equipamento. Na bibliografia pesquisada, foram observadas algumas orientações que incluem: verificação dos módulos FV, inversores, condutores, quadro de distribuição e painéis, sistema de aquisição de dados, parafusos, dispositivos contra surtos, resistência de isolação, tensões e polaridades das *strings* etc. (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018; PINHO e GALDINO, 2014).

Os quadros, presentes no Anexo B, elaborados por Pinho e Galdino (2014), apresentam alguns problemas relacionados aos módulos FV e inversores, indicando as possíveis causas e sugerindo ações corretivas necessárias. Inicialmente, deve ser

realizada uma inspeção visual na instalação fotovoltaica, a fim de identificar alguma avaria no sistema.

A Tabela 3, lista alguns componentes de um sistema de microgeração fotovoltaica e sugere verificações típicas e a periodicidade do procedimento.

Tabela 3 - Verificações típicas de sistemas de microgeração FV conectados à rede

Periodicidade	Equipamento	Verificação
Diário	Inversor	Se está em operação ou se existe mensagem de erro.
Mensal	Verificação da produção de energia	Registro das medições de energia e se estão de acordo com o esperado.
	Superfície do painel fotovoltaico	Se há acúmulo de sujeira, como falhas ou dejetos de pássaros. Removê-los com água (sem sabão)
A cada 6 meses	Caixa de junção	Se há insetos. Se há corrosão/umidade excessiva.
		Testar a continuidade dos fusíveis.
	Proteção contra descargas atmosféricas	Se está operacional após tempestades com descargas.
	Cablagem	Se há isolamento danificado, marcas chamuscadas provenientes de arcos elétricos etc.
		Se as conexões estão boas.

Fonte: (PROGRAMA ALTENER, 2004, apud PINHO e GALDINO, 2014)

As conexões elétricas, de aterramento e mecânicas devem ser verificadas a cada 6 meses para garantir que estejam limpas e seguras, livres de danos ou ferrugem. É necessário observar, também, se as peças de montagem estão firmes, bem como os cabos e suas conexões (RISEN ENERGY, 2020). Deve-se evitar, ainda, que os cabos fiquem expostos ao Sol, além de manter as caixas de proteção estanques, pois tais componentes precisam dissipar o calor em sua operação normal, evitando o aumento de perdas de energia (CALLEJO et al., 2019).

2.10.2.2. Manutenção Corretiva

A Manutenção corretiva abrange as atividades realizadas pela equipe de manutenção, com o objetivo de restaurar um sistema, equipamento ou componente da usina FV para um *status* em que ele possa executar adequadamente sua função (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Antes do início dos trabalhos de reparação, deve-se verificar se os equipamentos que apresentam defeitos estão cobertos por garantia, que deve ser imediatamente acionada em caso positivo. Caso contrário, deve ser providenciado um orçamento relativo aos custos de reparação do sistema (PINHO e GALDINO, 2014).

Segundo Solarpower Europe (2019), manutenção corretiva inclui três atividades:

- **Diagnóstico de Falhas**: solução de problemas para identificar a causa e a localização da falha;
- **Reparo temporário**: restaurar a função necessária de um item defeituoso, por um tempo limitado, até que um reparo seja realizado;
- **Reparo definitivo**: restaurar permanentemente a função necessária;

Normalmente a manutenção corretiva ocorre após uma detecção de falha por monitoramento remoto ou durante uma inspeção no local. O problema, então, é reportado aos responsáveis pelo planejamento da manutenção, que por sua vez, providenciam um técnico especializado para fazer a correção devida (SILVEIRA, 2020)

Os relatórios de manutenções corretivas devem ficar junto à documentação do sistema de forma que possam ser facilmente consultados em futuras manutenções. Uma proposta desse documento está presente no Apêndice A.

2.10.2.3. Manutenção Preditiva

Manutenção preditiva é uma intervenção realizada com base nas orientações da análise e avaliação dos parâmetros relevantes da degradação de um equipamento. O local deve possuir instrumentação para coleta de dados e um sistema de *software* de monitoramento adequado, permitindo que a equipe responsável pela operação do SFCR realize regularmente análises de monitoramento, supervisão, previsão e desempenho dos principais equipamentos da usina fotovoltaica, como: painel CC, transformador, inversor, caixa combinadora e *strings* (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

2.10.2.4. Manutenção Extraordinária

Ações extraordinárias de manutenção são necessárias quando ocorrem grandes eventos imprevisíveis na usina que exigem atividades substanciais para restaurar a normalidade. Os eventos de “força maior” que afetam as usinas FV incluem ventos fortes, inundações, furacões, tornados, granizo, raios, dentre outros eventos climáticos graves. Danos gerados por roubo ou incêndio, defeitos em série ou falhas endêmicas no equipamento, além de modificações exigidas por mudanças regulatórias, podem, também, necessitar de manutenção extraordinária (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

2.10.2.5. Armazenamento de peças de reposição

O gerenciamento de peças de reposição é uma atividade de grande importância da O&M, devendo garantir que as peças, destinadas a substituir itens semelhantes danificados da usina fotovoltaica, estejam disponíveis em tempo hábil para manutenção corretiva, de modo a minimizar o tempo de inatividade, parcial ou total, do sistema (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

2.10.2.6. Serviços adicionais

Os serviços adicionais no local, incluem: limpeza do módulo, controle de vegetação, disposição e reciclagem de resíduos fotovoltaicos, controle de pragas, gerenciamento de resíduos e manutenção de edifícios (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Limpeza de Módulos Fotovoltaicos

Durante a operação de um SFCR é necessário realizar a limpeza regular dos módulos, para que o sistema opere satisfatoriamente e com segurança, sendo um dos procedimentos mais importantes da manutenção (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018; REZENDE e ZILLES, 2018).

A desatenção para esse procedimento pode resultar na ideia equivocada de que a quantidade de chuva na região, onde está instalado o sistema, é suficiente para promover a limpeza da superfície fotovoltaica. Estudos, identificados na bibliografia pesquisada, mostram que a sujeira pode ter um efeito severo no rendimento energético, mesmo em áreas com chuvas significativas (REZA et al., 2016).

Otimizar a frequência de limpeza dos módulos é essencial para minimizar as perdas por sujeira e, ao mesmo tempo, os custos da energia gerada. No entanto, a eficácia da limpeza diminui com o tempo devido à perda do desempenho do sistema FV em função da sua degradação gradual (MICHELI et al., 2020).

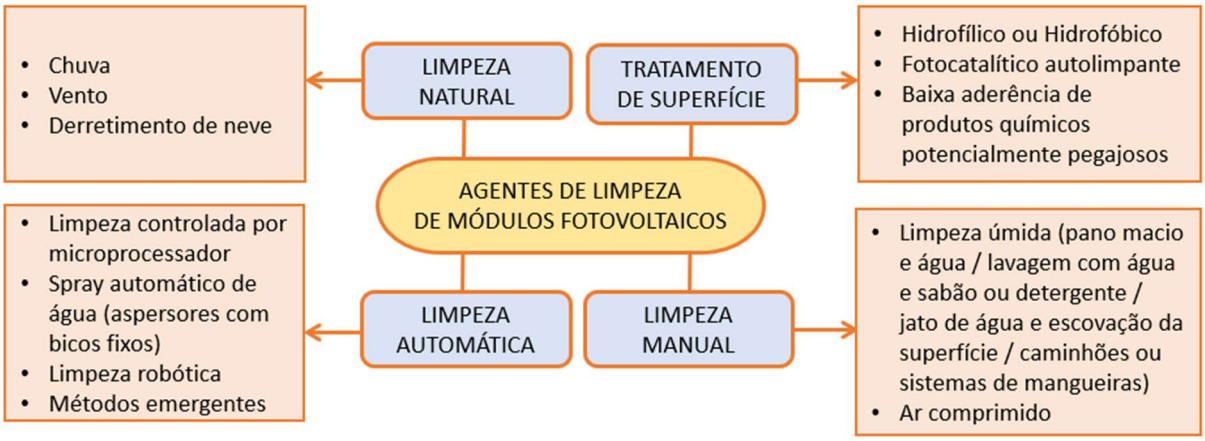
A remoção parcial ou total da sujeira depositada sobre os geradores solares ocorre em função da características físico-químicas das partículas de poeira, sendo que algumas possuem maior facilidade de serem eliminadas do que outras (COSTA et al., 2016). Para avaliação dos procedimentos necessários à redução de perdas por sujidade, tais características devem ser consideradas, assim como, o clima local, a época do ano e o custo da manutenção de limpeza, além da disponibilidade de mão

de obra e maquinários, do tipo e da estabilidade física do sistema de montagem e do desenho da usina solar (LEMOS et al.,2016; SENAI CE, 2020).

Métodos de limpeza dos módulos fotovoltaicos

Os métodos gerais de limpeza de módulos fotovoltaicos, apresentados esquematicamente na Figura 13, podem ser classificados nas seguintes categorias: limpeza natural, tratamento de superfície, limpeza automática e limpeza manual (ROMANHOLO et al., 2019; SAYYAH et al., 2014 apud LEMOS et al., 2016).

Figura 13 - Métodos de limpeza para remover a sujidade dos módulos fotovoltaicos



Fonte: (Adaptado de: LEMOS et al., 2016)

a) Limpeza natural

As chuvas são fenômenos naturais sazonalmente voláteis, portanto, a confiabilidade deste método de limpeza é questionável, especialmente quando a sujeira é intensa e as chuvas não são suficientes em quantidade ou intensidade para promover a limpeza (KIMBER et al., 2006 apud REZA et al., 2016).

Chuvas frequentes, com intervalos inferiores a 15 dias, podem tornar a quantidade de sujeira acumulada pouco impactante (SOARES JÚNIOR et al., 2018), no entanto, para possibilitar a eliminação da sujidade é necessário precipitação de chuva acumulada diária maior que 0,3 mm (MICHELI e MULLER, 2017 apud COSTA et al., 2018). Acentuadas quedas no desempenho do SFCR, relacionadas à distribuição heterogênea de sujidades sobre os módulos, já foram observadas em situações após uma leve chuva (KIMBER et al., 2006 apud REZA et al., 2016).

Para que a limpeza pela chuva ocorra, uma angulação de pelo menos 10° é necessária. Quanto maior for a inclinação do módulo FV, mais fácil se torna para que esta autolimpeza aconteça (ARAÚJO, 2016 apud SOARES JÚNIOR et al., 2018;

RISEN ENERGY, 2020). No entanto, em alguns casos pode ocorrer o acúmulo de sujeira mais aderente, justificando a limpeza em pontos estratégicos do sistema (HICKEL et al., 2016). Um exemplo disso é a concentração de sujidades nas bordas inferiores dos módulos fotovoltaicos que possuem molduras responsáveis por prover rigidez mecânica para o conjunto (BRAGA, 2018).

A incidência do vento pode ajudar a reduzir ou eliminar, até certo ponto, a sujeira sobre os módulos fotovoltaicos, entretanto, é necessário o uso de água para limpar de forma mais eficiente a superfície dos mesmos, visando gerar maior quantidade de energia possível (KIMBER et al., 2006 apud REZA et al., 2016).

Identificou-se, ainda, que o derretimento de neve, também, pode promover a limpeza dos módulos fotovoltaicos (SAYYAH et al., 2014 apud LEMOS et al., 2016).

b) Tratamento de superfície

O desenvolvimento de superfícies de vidro hidrofóbicas e autolimpantes é de grande interesse para a comunidade científica devido às suas diversas possibilidades de aplicações tecnológicas, dentre as quais estão os vidros para módulos fotovoltaicos (SILVA AGV et al., 2016). Acredita-se que os recobrimentos funcionais dessas superfícies podem contribuir significativamente para o aumento do desempenho das células FV, evitando o acúmulo de sujidades (SILVA NETO, 2013 apud LEMOS et al., 2016), minimizando o consumo de água na limpeza e as perdas térmicas dentro do módulo (CALLEJO et al., 2019).

Visando o aumento do desempenho dos módulos e redução dos gastos com manutenção, as seguintes características são desejáveis na cobertura da superfície do gerador fotovoltaicos: propriedades fotocatalíticas autolimpantes, propriedades hidrofílicas ou hidrofóbicas, alta transmitância e baixa refletância, resistência mecânica elevada e baixa aderência de produtos químicos, especialmente de materiais classificados como potencialmente pegajosos (LEMOS et al., 2016).

c) Limpeza automática

Métodos com limpadores móveis utilizam máquinas para executar a tarefa, além de um armazenamento para abastecimento de água, bem como um sistema de aspersão; sendo uma das melhores maneiras de limpar a superfície do módulo FV (REZA et al., 2016).

Dentre os métodos de limpeza automática dos geradores solares, destacam-se: limpeza controlada por microprocessador, spray automático de água (aspersores com bicos fixos), limpeza robótica, além de métodos emergentes (LEMOS et al., 2016).

d) Limpeza manual

Um dos procedimentos de limpeza manual dos módulos fotovoltaicos é o de limpeza úmida. Essa atividade segue o mesmo procedimento usado para realizar limpeza em janelas de edifícios. Para limpar a superfície dos módulos, é recomendável o uso de as escovas com cerdas macias, que podem ser conectadas diretamente a um suprimento de água para realizar a limpeza e a lavagem simultaneamente (REZA et al., 2016).

Não deve ser usado produtos de limpeza abrasivos no módulo ou qualquer substância química não recomendada pelos fabricantes, nem raspar ou esfregar a sujeira quando seca, ou, ainda, utilizar materiais que podem criar arranhões na superfície do módulo (CANADIAN SOLAR, 2019). Verificou-se, na literatura pesquisada que grande parte das limpezas dos módulos é realizada manualmente, sem emprego de produtos químicos e somente o com auxílio de rodo, pano limpo, do tipo flanela, mangueira e água (SOARES JÚNIOR et al., 2018; BARBOSA et al., 2019).

Estando o sistema fora do alcance, pode ser necessária uma escada e uma escova com cabo longo, para realizar o procedimento (REZA et al., 2016), ou ainda um *skimmer*, com cabo extensor telescópico, com um pano ou espoja macia para possibilitar a limpeza dos módulos (ANANIAS, 2019), como observado na Figura 14.

Figura 14 - Limpeza de módulo fotovoltaico sobre cobertura

Fonte: (ANANIAS, 2019)

Quanto mais vezes a limpeza for realizada, mais fácil será o processo. Supondo que não tenha acúmulo de fezes de pássaro ou sujeira ressecada, o processo é muito simples. No entanto, é preciso ter bastante cuidado durante a limpeza, caso estejam instalados no telhado, especialmente porque eles se tornam escorregadios (ANANIAS, 2019).

Recomenda-se usar água livre de impurezas e com baixa pressão (NREL *et al.,* 2018), além de essa não ser aplicada com uma grande diferença de temperatura em comparação com os módulos, para não danificar o equipamento (RISEN ENERGY, 2020).

A atividade de limpeza úmida dos módulos FV deve ser realizada preferencialmente ao amanhecer ou ao entardecer quando a produção não é afetada, e em condições de bom tempo, atentando para risco de dano aos módulos e componentes do sistema, bem como o potencial de choque eléctrico (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Outra técnica de limpeza manual, referendada por fabricantes de módulos fotovoltaicos, e recomendada para limpeza de sujeira suave, como acúmulo de poeira nos módulos, é com a utilização de ar comprimido. Essa técnica pode ser aplicada desde que o método seja suficientemente eficiente, considerando as condições existentes (CANADIAN SOLAR, 2019).

O método com uso de ar comprimido pode ser empregado, também, em situações de acúmulo de neve sobre os módulos, como alternativa para derretimento do gelo aderido ao módulo fotovoltaico (SENAI CE, 2020).

Periodicidade da limpeza de módulos fotovoltaicos

A frequência determinada para realizar a limpeza dos módulos FV pode ser sazonal, dependendo da precipitação local e das características da poeira (NREL et al., 2018). Visto que o acúmulo de sujeira é diferente de acordo com o lugar onde o SFCR está implantado, fica evidente que a periodicidade na limpeza dos módulos solares pode variar (BARBOSA et al., 2019).

Para se estabelecer uma escala ideal de limpeza, tem que ser avaliada a intensidade de sujidade incidente em cada gerador fotovoltaico (REZENDE e ZILLES, 2018), promovendo a sua limpeza quando parecer ter um filme de poeira em sua superfície (ANANIAS, 2019) ou, ainda, quando detectada acentuada queda na geração de energia (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Em locais de períodos prolongados de estiagem é preciso realizar a limpeza dos módulos com intervalos menores para que a geração de energia da usina não se degrade com o aumento da sujidade. Estudos da literatura pesquisada, mostram que normalmente não há necessidade de efetuar a limpeza dos módulos fotovoltaicos em intervalo menor que o de 15 dias (SOARES JÚNIOR et al., 2018).

Pesquisas demonstram, ainda, que o momento ideal de limpeza dos módulos fotovoltaicos deve ocorrer quando a quantidade de sujeira for de 6,5%, pois nesta condição a sujidade se caracteriza por uma fina película de poeira que não compromete tanto o desempenho ideal e não demanda de um grande esforço para realização da limpeza (FATHI et al., 2017 apud CALLEJO et al., 2019). No entanto, detectar esta condição em campo não se apresenta viável, sendo mais comum a avaliação da necessidade de limpeza dos módulos FV por meio de inspeções visuais e de análises de perdas na geração de energia.

Importante destacar que, instalações implantadas em locais de difícil acesso, pode impedir ou dificultar a realização da limpeza com a periodicidade necessária (COSTA et al., 2016), assim como em função da ausência de pontos de fornecimento de água próximo aos módulos fotovoltaicos ou, ainda, da escassez desse recurso.

Reciclagem de resíduos fotovoltaicos

Outro aspecto que deve ser levado em consideração, como prática recomendada, é a reciclagem dos módulos FV quebrados e do lixo elétrico dos SFCR, para que materiais de vidro, alumínio e semicondutores possam ser recuperados e reutilizados, além de materiais perigosos descartados de maneira segura e em conformidade com os requisitos legais (SOLARPOWER EUROPE, 2019).

Estudos evidenciam a importância do processo de reciclagem no final da vida dos módulos solares, que envolve a recuperação de matérias-primas, a diminuição da demanda de energia e a redução das emissões de materiais que seriam prejudiciais ao meio ambiente, caso fossem despejados em aterros sanitários (VELLINI, et al., 2017).

3. METODOLOGIA

O presente capítulo apresenta a estruturação dos passos para o desenvolvimento e aplicação de diretrizes de O&M para sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída, ou conectada à rede, com uso da tecnologia de silício cristalino e está dividido em seis partes:

- Revisão teórica do tema da pesquisa;
- Definição dos SFCR para análises;
- Caracterização dos SFCR analisados;
- Detalhamento de atividades de O&M de SFCR;
- Elaboração de diretrizes para O&M de SFCR;
- Validação de diretrizes para O&M de SFCR;

3.1. Revisão teórica do tema da pesquisa

A escolha dos artigos científicos, utilizados na revisão teórica sistematizou-se, inicialmente, por meio da seleção das bases de dados para pesquisa, seguida pela definição das palavras-chave a serem utilizadas nas buscas e do intervalo temporal de 10 anos, artigos publicados entre 2010 e 2020.

Foram definidas palavras chaves, utilizando expressões, traduzidas para o inglês, formadas com a junção dos termos “operação e manutenção” e “O&M”, com “usina fotovoltaica”, “sistema fotovoltaico”, “usina PV” ou “usina solar”, além de “manutenção fotovoltaica” e “operação fotovoltaica”, resultando em: “*operation maintenance photovoltaic power plant”, “operation maintenance photovoltaic system”, “operation maintenance pv plant”, “operation maintenance solar plant”, “O&M photovoltaic power plant”, “O&M photovoltaic system”, “O&M pv plant”, “O&M solar plant”, “maintenace photovoltaic”* e “*operation photovoltaic”*.

A filtragem dos resultados obtidos na análise sistêmica para composição do portifólio bibliográfico se deu pela leitura e alinhamento dos conteúdos com o tema (MATOS et al., 2013), realizando a seleção primeiramente pela análise do título, depois do resumo e por último do texto na íntegra. A verificação das referências bibliográficas dos artigos obtidos, também permitiu a inclusão de novas fontes, após análise de conteúdo e comprovação de alinhamento com o tema.

Posteriormente, outras fontes de pesquisa foram acrescidas ao referencial teórico, em especial, artigos mais recentes do Congresso Brasileiro de Energia Solar –

CBENS, além de livros, e-books, atlas, manuais, cartilhas, trabalhos acadêmicos, legislações relacionadas ao tema, bem como, conteúdos de sites de empresas e instituições especializadas no setor fotovoltaico.

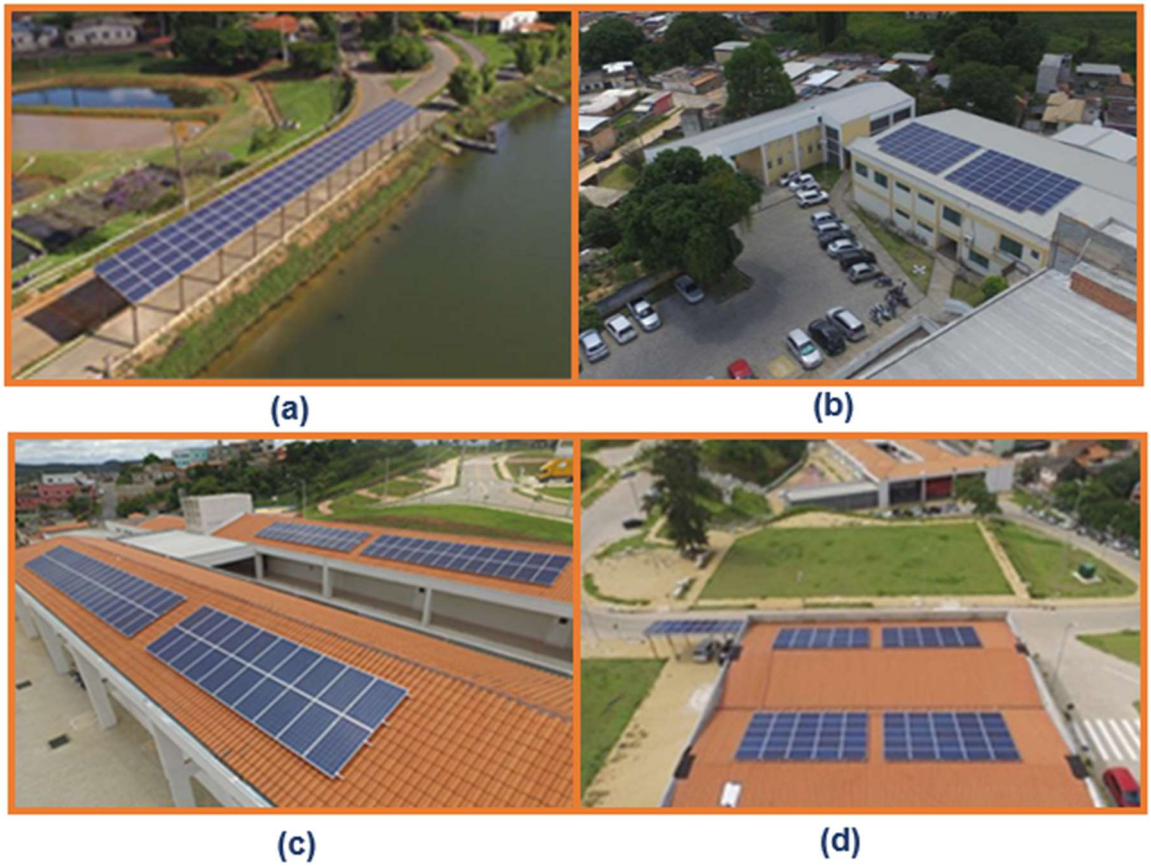
3.2. Definição dos SFCR para análise

Esta pesquisa teve como objetos de análises e aplicação das diretrizes para realização de procedimentos propostos, algumas usinas de microgeração fotovoltaica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – IFMG.

Essa instituição tem características e objetivos fortemente voltados para tecnologia e inovação, além da busca contínua por estratégias que visem a sua sustentabilidade. O IFMG possui atualmente um SFCR implantado em cada uma de suas dezoito unidades, 8 deles instalados no ano de 2016 e 10 em 2019.

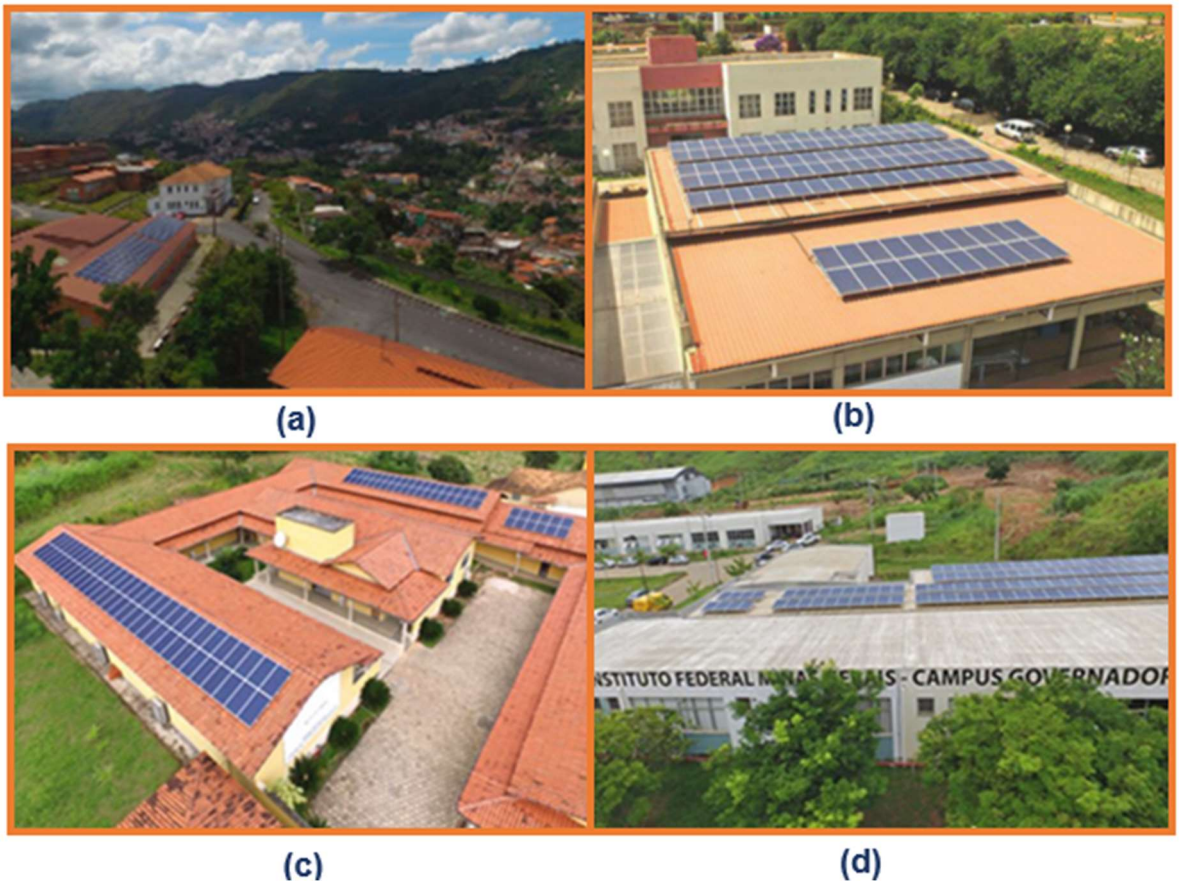
Para efeito de análises, foram consideradas as oito primeiras usinas FV do IFMG, implantadas nos *campi* localizados nas cidades de Bambuí, Formiga, Ribeirão das Neves, Betim, Ouro Preto, Congonhas, Governador Valadares e São João Evangelista, conforme Figuras 15 e 16.

Figura 15 - SFCR instaladas nos campi do IFMG de Bambuí (a), Formiga (b), Ribeirão das Neves (c) e Betim (d)



Fonte: (TAVARES et al.,2017)

Figura 16 - SFCR instaladas nos campi do IFMG de Ouro Preto (a), Congonhas (b), São João Evangelista (c) e Governador Valadares (d)



Fonte: (TAVARES et al.,2017)

Tais sistemas ocupam individualmente uma área aproximada de 180m², possuindo cerca de 110 módulos fotovoltaicos, cada, e potência de 25 a 28 kWp.

Os módulos FV utilizados são da marca *Canadian Solar*, modelo CS6P-260P, de potência nominal 260 Wp (Watts pico). Os mesmos apresentam tensão de máxima potência(Vmpp) de 30,4V, corrente de máxima potência (Impp) de 8,56 A, corrente de curto circuito (Isc) de 9,12 A, tensão de circuito aberto (Voc) de 37,5 V, coeficiente de temperatura Voc de -0,34%/°C, coeficiente de temperatura Isc de +0,065%/°C e coeficiente de temperatura da potência de -0,43%/°C. Os módulos possuem garantia linear de desempenho de 25 anos, com decaimento anual máximo de 0,7%, após o 2º ano, e rendimento mínimo de 80% ao final do 25º ano (VALADARES, 2016).

O modelo do inversor usado nesses SFCR é o SMA Sunny Tripower 25000TL (SIW500), com potência de 25 kW e faixa de temperatura de operação de -25 a +60 °C. Dentre as características de entrada em corrente contínua (CC) o inversor possui: tensão máxima de 1.000 V, faixa de tensão MPPT de 390 a 800 V, tensão nominal de 600 V e corrente máxima por string 33/33 A. Com relação à saída em corrente alternada (CA) o inversor apresenta: potência nominal de 25.000 W, tensão nominal

de 380 V, faixa de tensão de 180 a 280 V, corrente máxima de 36,2 A e eficiência máxima de 98,3% (VALADARES, 2016).

A maioria das usinas do IFMG está implantada sobre telhados existentes, em função de questões técnicas e financeiras, com exceção dos *campi* Bambuí, onde foi criada uma cobertura para circulação de pedestres, e parte da usina do campus Betim, localizada sobre estrutura de madeira, conforme Figura 17.

Figura 17 - Vista dos SFCR instalados dos campi do IFMG de Bambuí (a) e Betim (b)

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

As usinas do IFMG estão instaladas em quatro mesorregiões do estado de Minas Gerais (Região Metropolitana de Belo Horizonte, Oeste de Minas, Zona da Mata e Vale do Rio Doce) apresentando diferentes características, seja do ponto de vista da radiação solar média, da temperatura do ar média, ou de aspectos que contribuem para variação das condições de sujidade dos módulos, como regime pluviométrico, incidência de ventos e concentração de poeira no ambiente. Todas estas condicionantes locais influenciam na geração de energia, bem como na definição de manutenções e limpezas dos sistemas.

Por meio de relatórios diários recebidos, gerados pelo sistema supervisório das usinas, os *campi* têm condições de verificar a quantidade de energia solar gerada pelos sistemas, a quantidade de gás carbônico não emitido, além do equivalente, em reais, da economia de energia elétrica. No entanto, a ausência de instrumentos específicos para coleta de dados (sensores de vento, de temperatura ambiente e umidade, de irradiação, de temperatura dos módulos etc.) interligados aos inversores dessas usinas, limitaram a obtenção de dados e análises mais abrangentes sobre o desempenho dos sistemas e incidência de falhas.

Para as oito usinas citadas, foram realizadas análises de geração, bem como, de incidências de falhas e atividades de O&M, dos 3 primeiros anos de funcionamento.

Foram efetuadas, também, verificações de perdas de geração devido ao acúmulo de sujidades nos módulos FV no campus do IFMG de Congonhas e de Betim, sendo que, nesse último, procedimentos de inspeção termográfica e limpeza dos módulos foram executados, com base nas diretrizes propostas.

3.3. Caracterização dos SFCR analisados

Nessa parte, é realizada a avaliação dos três primeiros anos de geração das usinas fotovoltaicas do IFMG, de oito usinas FV do IFMG, implantadas em 2016, procurando evidenciar as principais dificuldades enfrentadas ao longo deste período, no que diz respeito a perda de desempenho e falhas nos sistemas fotovoltaicos.

Análise da geração fotovoltaica de SFCR

A avaliação do desempenho de um SFCR, quando em operação, é indicada principalmente para sistemas de grande porte, tendo como objetivo analisar o comportamento dos principais componentes do sistema, estimando, assim, os seus parâmetros de desempenho, bem como sua produção de energia (ABNT NBR 16.274, 2014). No entanto, buscando uma maior efetividade na geração fotovoltaica em usinas de microgeração, percebeu-se a importância da compreensão da produtividade desses sistemas, para melhor planejamento das atividades de operação e manutenção.

Este trabalho elenca a avaliação de desempenho dos SFCR por meio da análise de geração de energia como uma das ações necessárias na gestão e caracterização das usinas, independentemente de seu porte, permitindo a identificação de eventuais percentuais de geração abaixo do esperado, e consequentemente a busca por medidas corretivas ou de diagnóstico.

A metodologia proposta, para análise de geração fotovoltaica nas usinas analisadas do IFMG, foi dividida em duas etapas:

Na primeira etapa desta análise, realizou-se uma coleta de dados de expectativa de geração e de geração real de oito usinas fotovoltaicas do IFMG instaladas no ano de 2016, por meio de estudos de viabilidade apresentados pela empresa responsável pela implantação dessas usinas, bem como por meio do sistemas de aquisição cujos dados são disponibilizados na *web* via o *Sunny* Portal, da *SMA Solar Technology AG*, fabricante alemã de equipamentos para sistemas fotovoltaicos. Nesta etapa, também

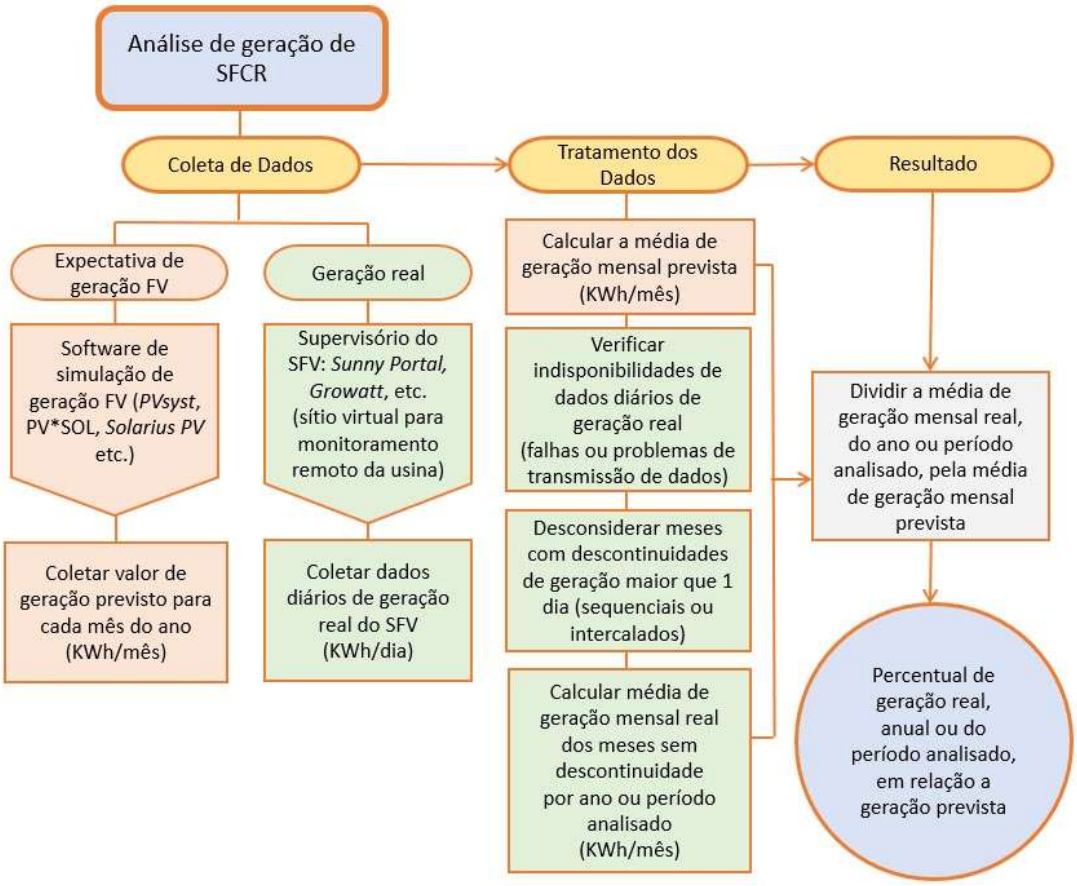
foram realizadas visitas *in loco*, além de contatos com os gestores dos campi e com a Comissão Interna de Eficiência Energética (CIEE) do IFMG, para obtenção de informações.

Na segunda etapa desta análise, realizou-se o tratamento dos dados obtidos para cálculo das médias de geração do período de funcionamento das usinas, desde a sua colocação em serviço até o mês de outubro de 2019, utilizando os valores médios dos meses que não apresentaram descontinuidade de geração, sejam causadas por falhas no sistema e/ou por problemas de transmissão dos dados para o *Sunny* Portal. A descontinuidade considerada, refere-se à inexistência de informações de geração no intervalo superior a um dia, no mês avaliado, seja sequencial ou intercalado.

Nesta etapa não foi levada em consideração a causa da descontinuidade (falha no sistema, desligamento da usina, problemas na rede etc.) e seu impacto na geração, pois essa análise foi embasada no sistema em funcionamento.

O detalhamento da análise de geração proposta está apresentado na Figura 18.

Figura 18 - Análise de geração fotovoltaica nas usinas analisadas do IFMG



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Para avaliação do decaimento anual e constatação mais precisa da situação de rendimento atual dos sistemas fotovoltaicos do IFMG, foram calculados os percentuais

de desempenho para cada ano em operação com base nas médias reais de geração em comparação com as médias de geração mensal estimadas para o sistema. Tais medias foram estimadas por ocasião da implantação da usina pela empresa responsável por sua execução com auxílio do *software PVsyst*. Esse programa considerou nas simulações: modelo e eficiência individual de cada equipamento, potência geral, quantidade e orientação dos módulos, condições de sombreamento, característica de operação, fatores de perda (sujidade, temperatura, degradação etc.), além dos dados meteorológicos de cada local.

Análise da incidência de falhas e atividades de O&M

A metodologia proposta, para análise da incidência de falhas e atividade de O&M nas usinas analisadas do IFMG, foi dividida em duas etapas:

Na primeira etapa desta análise, foram analisados relatórios técnicos de O&M, elaborados pelos gestores locais dos 8 primeiros SFCR implantados no IFMG, contemplando informações sobre a identificação de problemas e falhas nos sistemas, interrupções na geração, atividades de limpezas, uso de ferramentas adequadas, capacitação técnica dos responsáveis etc. Os dados obtidos por meio desses relatórios foram usados para a constatação de situações que comprometem o bom funcionamento das usinas, reduzindo o seu desempenho e vida útil.

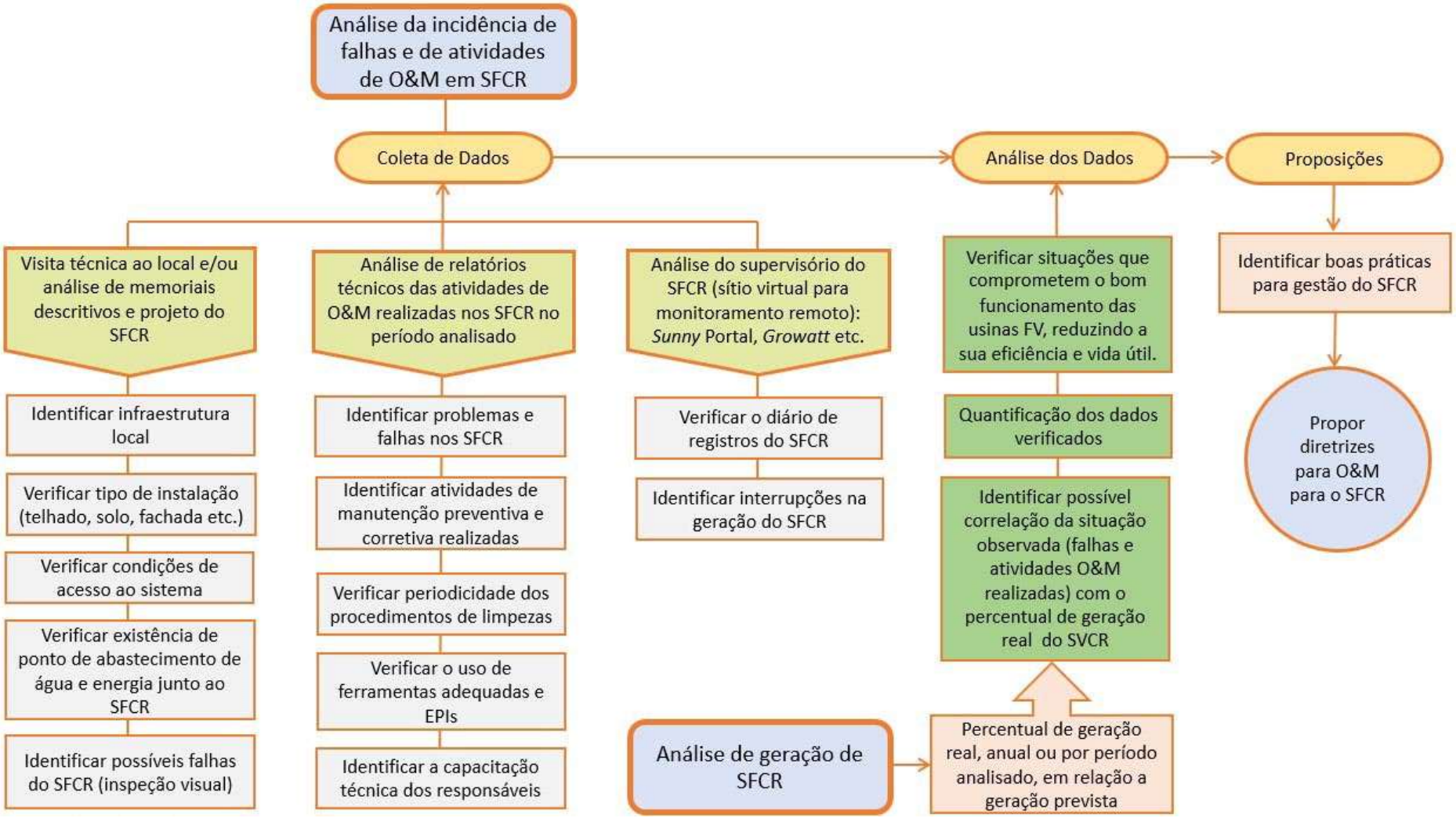
Na segunda etapa desta análise, procedeu-se a avaliação dos resultados obtidos, estabelecendo correlações entre o desempenho dos sistemas e as falhas identificadas, bem como com práticas de gestão necessárias.

Outras informações sobre atividade de O&M foram, ainda, obtidas junto às empresas responsáveis pelas instalações dos SFCR do IFMG, bem como análises eventuais do efeito da limpeza promovida por chuvas, por meio do *Sunny* Portal.

Por fim, após as constatações obtidas na análise é possível realizar proposições de boas práticas de gestão de SFCR e protocolo de O&M que auxilie na maior efetividade do sistema.

O detalhamento da análise da incidência de falhas e atividade de O&M nas usinas analisadas está apresentado na Figura 19.

Figura 19 - Análise da incidência de falhas e atividades de O&M em SFCR



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

3.4. Detalhamento de atividades de O&M de SFCR

Com o objetivo de estruturar os procedimentos de operação e manutenção em SFCR, efetuou-se, com base no referencial teórico pesquisado, o detalhamento de algumas atividades de O&M desses sistemas, que são apresentadas de forma esquemática no capítulo 4 deste trabalho. Esse detalhamento, visa permitir maior clareza das ações necessária na gestão de usinas solares de microgeração, auxiliando, assim, no processo de gestão desses sistemas.

Nos detalhamentos realizados para as atividades de O&M; de operação, de monitoramento, de manutenção preventiva e de manutenção corretiva de SFCR, são apresentadas informações, como: objetivos da ação, periodicidade, recursos utilizados (equipamentos e mão de obra), orientações etc.

3.5. Elaboração de diretrizes para O&M de SFCR

Tal proposta teve como objetivo oferecer subsídios para uma melhor gestão das atividades de O&M dos SFCR, em especial, relacionadas às atividades de monitoramento, além, das inspeções físicas, presentes na manutenção preventiva, e limpeza do sistema FV.

As diretrizes elaboradas abrangem os seguintes procedimentos:

- Inspeção termográfica infravermelha qualitativa em módulos FV
- Limpeza de SFCR (módulos FV, inversores e QDI's)
- Medição de parâmetros elétricos por meio da Curva IV de módulos FV
- Cálculo estimado da perda de geração por sujidade do módulo FV

O emprego desses procedimentos visa verificar a viabilidade da realização dessas técnicas em usinas de microgeração distribuída e possíveis contribuições para identificação de falhas e perda de desempenho, principalmente em sistemas desprovidos de sensores para coleta de dados ambientais como os do IFMG.

3.6. Validação de diretrizes para O&M de SFCR

Foram efetuadas verificações de perdas de geração devido ao acúmulo de sujidades nos módulos FV no campus do IFMG de Congonhas e de Betim, sendo que, nesse último, procedimentos de inspeção termográfica qualitativa e limpeza do SFCR foram executados, com base nas diretrizes propostas.

A usina FV do IFMG Betim, latitude 19°56'21.68" sul e longitude 44° 7'3.51" oeste, possui potência instalada de 25,0 kW e é composta por 110 módulos fotovoltaicos policristalinos divididos em dois arranjos fotovoltaicos com 10° de inclinação e orientados para Noroeste com 10° de desvio azimutal (VALADARES, 2016).

O arranjo 01, posicionado sobre uma estrutura de madeira adjacente ao bloco de laboratórios do campus é constituído por uma *string* de 20 módulos. O arranjo 02, instalado sobre o telhado do bloco de laboratórios, possui 90 módulos e está dividido em duas *strings* de 20 módulos e duas *strings* de 25 módulos. As *strings* estão conectadas à duas *strings-box*, que por sua vez estão conectadas aos rastreadores de ponto de máxima potência (MPPT) do inversor de 25 kW.

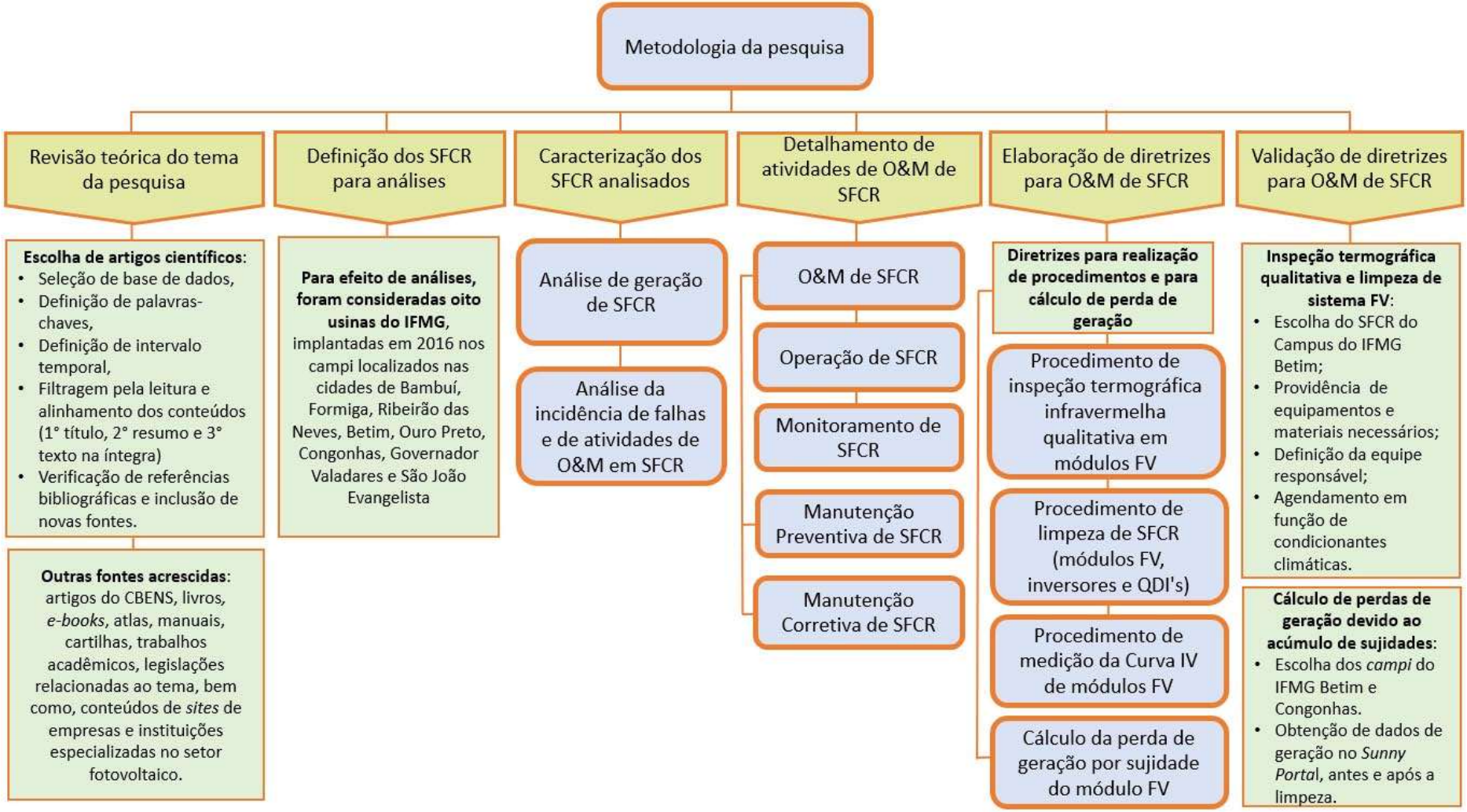
Com o sistema do campus do IFMG Betim limpo, foi possível verificar o incremento na produção de energia e identificar o percentual de perda desempenho, no período anterior à limpeza, em função de sujidades nos módulos. Essa análise foi realizada por meio de informações de geração fotovoltaica obtidas no *Sunny* Portal.

Verificações análogas de variações na produtividade dos sistemas fotovoltaicos em função da presença de sujidades sobre os módulos também foram efetuadas em situações de limpeza dos arranjos FV já realizadas nos campi do IFMG de Betim, em 30/09/2019, e de Congonhas, em 13/09/2017. Este último, possui as seguintes coordenadas geográficas (centro da instalação): latitude 20°29'7.83" sul e longitude 43°50'29.22" oeste. O SFCR de Congonhas possui características semelhantes às da usina FV de Betim, estando os 110 módulos FV instalados sobre telhado com 7° de inclinação, orientados para Noroeste e com 35° de desvio azimutal. Em Congonhas, notou-se que a incidência de sujidade sobre os módulos é bem mais intensa, provavelmente em função da acentuada poluição atmosférica gerada pela presença de mineradoras na região, além do ângulo de orientação dos módulos reduzido.

A programação da atividade para verificação de curva IV, com objetivo de validação das diretrizes propostas, prevista inicialmente para ocorrer no SFCR do campus do IFMG Betim por ocasião das atividades de inspeção termográfica infravermelha e limpeza do sistema realizadas em 12/08/2020, foi impossibilitada em função de limitações impostas pela pandemia de Covid 19 (coronavírus*)* na ocasião. Tal situação inviabilizou a disponibilização de equipamentos e equipe técnica para realização do procedimento.

O esquema da metodologia apesentada nesse capítulo pode ser visualizado na Figura 20.

Figura 20 - Esquema da metodologia da pesquisa



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4. RESULTADOS

Os resultados obtidos nesse trabalho, estão organizados em quatro partes distintas:

- Análise de geração e dos principais desafios de O&M dos SFCR do IFMG;
- Detalhamento de atividades de O&M;
- Diretrizes para O&M de SFCR;
- Validação de diretrizes para realização de procedimentos e para cálculo estimado de perda de geração

4.1. Análise de geração e dos principais desafios de O&M dos SFCR do IFMG

Análise de geração de SFCR do IFMG

A análise de geração é um importante mecanismo para avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico instalado, bem como identificação de falhas e demais problemas que comprometem o funcionamento do SFCR.

A Tabela 4 apresenta as informações de geração dos oito sistemas fotovoltaicos implantados no IFMG em 2016, desde a colocação das usinas em funcionamento, até outubro de 2019, compreendendo um período aproximado de três anos.

A data de colocação das usinas em funcionamento informada pela empresa que implantou os sistemas não representa necessariamente o início do registro dos dados de geração pelo *Sunny Portal*. Na maioria dos casos analisados observaram-se inconsistências nos dados dos primeiros meses de geração, bem como inexistência de informações. Verificaram-se, ainda, situações, como a da usina de Betim, em que o início da geração só foi identificado no sistema de monitoramento remoto após 6 meses da instalação do sistema, em função da inexistência de ponto de rede no local de instalação do inversor de frequência. Fato semelhante ocorreu com a usina do Campus Bambuí, com geração iniciada em 2016, porém com registro dos dados para monitoramento remoto a partir de dezembro de 2018, quando o sistema foi conectado à rede de dados.

Tabela 4 - Análises de geração de usinas fotovoltaicas do IFMG até outubro de 2019.

Local da usina	Colocação da usina em Serviço	Nº de meses sem descontinuidade na geração	Energia total gerada até out/2019	Média de geração mensal prevista pelo PVsyst	Média real de geração dos meses sem descontinuidade de geração	Geração real / Expectativa de geração (PVsyst)
			(kWh)	(kWh/mês)	(kWh/mês)	
Bambuí	11/12/2018*	8	23.457,92*	3.917,25	2376,7	60,67%
Betim	08/09/2016	30	100.612,49	3.353,58	3.332,78	99,38%
Congonhas	04/08/2016	20	74.052,83	3.913,75	2.640,40	67,46%
Formiga	06/07/2016	28	107.674,79	3.890,50	3.399,56	87,38%
Governador Valadares	11/07/2016	34	115.511,53	3.643,58	3.185,27	87,42%
Ouro Preto	05/08/2016	32	95.332,56	3.607,00	2.710,52	75,15%
Ribeirão das Neves	26/09/2016	32	127.306,33	4.132,42	3.732,13	90,31%
São João Evangelista	17/08/2016	33	119.172,43	3.531,42	3.156,55	89,38%
Total IFMG	-	-	739.662,96	29.989,50	24.533,91	81,81%

*Apesar de a usina de Bambuí ter sido colocada em funcionamento em 2016, os dados de geração somente começaram a ser transmitidos para o *Sunny Portal* em 11/12/2018, data a partir da qual foram realizadas análises de geração desse sistema.

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Os módulos das usinas analisadas deveriam apresentar um desempenho linear ao longo de 25 anos, com decaimento anual máximo de 0,7%, após o 2º ano e rendimento mínimo de 80% ao final do 25º ano, conforme informação de contrato. No entanto, foram observadas situações de desempenho que vão desde o valor de 60,67% do previsto para geração, como no Campus de Bambuí, até 99,38%, como no Campus de Betim, considerando a média mensal dos meses sem descontinuidade na geração até outubro de 2019.

O decaimento anual no desempenho da geração foi calculado e foram apresentados os percentuais de desempenho para cada ano em operação, conforme a Tabela 5, permitindo uma constatação mais precisa da situação de rendimento atual dos sistemas fotovoltaicos do IFMG.

Deve-se ressaltar que, no intervalo analisado, em torno de 3 anos, a tentativa de observar o decaimento anual, conforme estimado, pode ser inconclusiva em função da variação de nebulosidade e regime de chuvas de cada ano. São muitos os fatores que influenciam o desempenho do sistema, em especial a variação do recurso solar, orientação e inclinação dos módulos, existência de falhas geradas pelo aquecimento e sombreamento das células FV, dentre outros fatores de perda. Devido à inexistência de estações meteorológicas e solarimétricas locais, para coleta e monitoramento de

dados climáticos, bem como de sensores de temperatura conectados ao sistema, não foi possível mensurar a radiação solar nem a variação térmica dos geradores fotovoltaicos, impossibilitando uma análise conclusiva do desempenho dos módulos e, em particular, do cumprimento da garantia quanto a redução de desempenho dada pelo fabricante. Assim, a análise da Tabela 5 só poderá indicar problemas de maneira conclusiva se a variação anual de geração for percentualmente muito maior que o esperado.

Tabela 5 - Desempenho na geração das usinas FV para os anos de 2016 a 2019 (Média real de geração dos meses sem descontinuidade de geração / Média de geração mensal prevista pelo programa PVsyst)

Local da usina	Geração real / Expectativa de geração (PVsyst)			
	2016	2017	2018	2019
Bambuí	*	*	*	60,67%
Betim	*	110%	98,51%	91,59%
Congonhas	*	66,25%	*	66,31%
Formiga	98,50%	85,22%	81,68%	*
Governador Valadares	*	86,39%	86,32%	89,67%
Ouro Preto	*	78,09	71,32	75,47%
Ribeirão das Neves	*	90,52%	89,90%	90,48%
São João Evangelista	91,51%	90,92%	87,15%	89,70%

*Período não considerado nesta tabela devido inexistência de dados de geração e/ou número de meses, sem descontinuidade, insuficientes para verificação representativa.

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

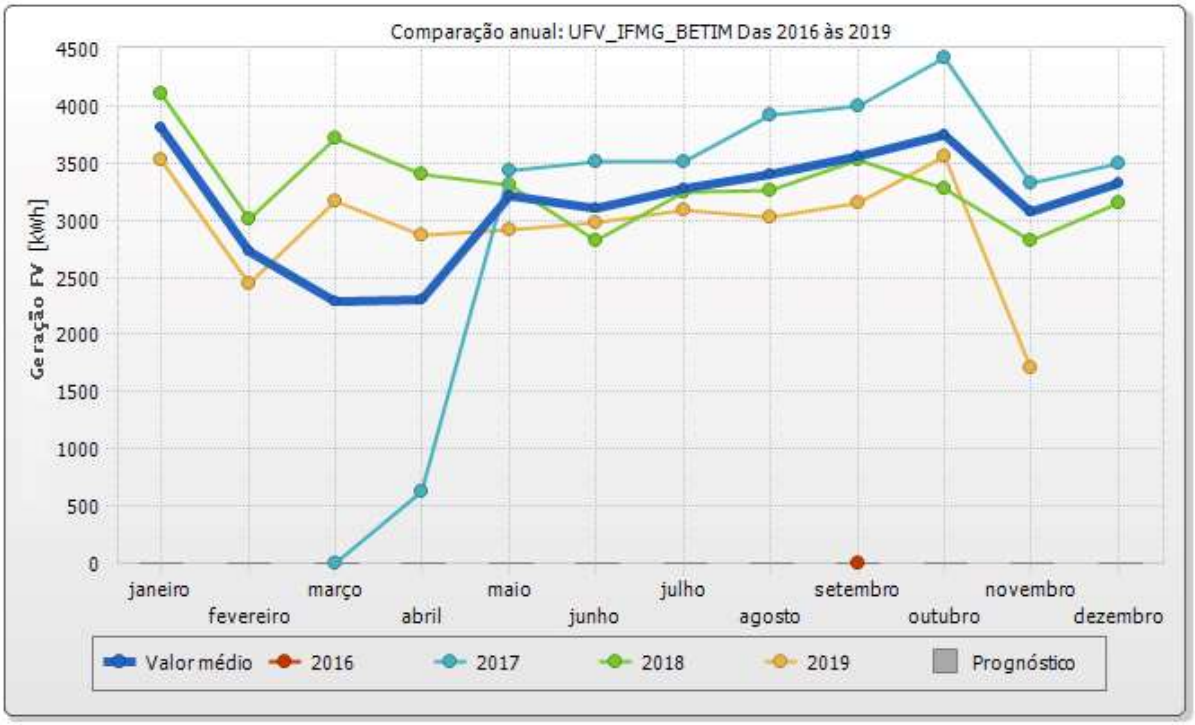
Observa-se, com base nos dados apresentados, o decaimento ou a estabilidade dos percentuais de desempenho das usinas analisadas. Nota-se que o sistema do campus Betim teve seu desempenho 10% acima da média prevista no ano de 2017, caindo no ano seguinte para 98,51% e chegando à 91,59% em 2019. Fato semelhante ocorreu com o campus Formiga, que iniciou, em 2016, com 98,50% de rendimento e teve este valor decaído nos anos subsequentes. O campus Bambuí é o que apresentou a média mais baixa de desempenho, 60,67% em 2019, no entanto não foi possível constatar o rendimento dos primeiros anos de operação, pois o sistema só foi interligado à rede de dados em dezembro de 2018. Nos demais campi: Congonhas, Governador Valadares, Ouro Preto, Ribeirão das Neves e São João Evangelista, percebeu-se menores variações nos percentuais de desempenho durante o decorrer

dos anos. Verificou-se, ainda, que em Governador Valadares o rendimento aumentou de 86,32% em 2018 para 89,67% em 2019.

O SFCR do IFMG de Congonhas, se destaca pelos baixos percentuais de geração, comparados com a geração prevista, desde o primeiro ano de geração, onde apresentou um desempenho de 66,25% do esperado. Esse valor se manteve no último ano de análise.

Apesar de a usina de Betim apresentar, ainda, o melhor desempenho, comparada aos demais sistemas FV, constata-se na Figura 30, gráfico da evolução mensal da geração fotovoltaica dessa usina, gerado pelo *Sunny Portal*, o decaimento ano a ano do desempenho do sistema.

Figura 21 - Evolução mensal da geração da Usina Fotovoltaica do IFMG Campus Betim (2016 a 2019).



Fonte: (SUNNY PORTAL, 2020)

Com relação aos valores de desempenho observados abaixo do mínimo previsto é necessário identificar se o decaimento verificado se justifica em função da inexistência de manutenção ou da realização de procedimentos inadequados, bem como do não cumprimento das orientações técnicas para utilização dos sistemas.

É possível, ainda, que alguns valores previstos de geração estejam superestimados em relação aos medidos, demandando uma verificação mais apurada com intuito de efetuar ajustes nos percentuais de desempenho calculados.

Para uma análise mais precisa do desempenho das usinas FV do IFMG, frente às inúmeras condicionantes do processo de geração, faz-se necessário realizar estudos mais aprofundados para avaliação, qualitativa e quantitativa, das atividades de operação e manutenção (O&M) realizadas nos sistemas, bem como da incidência de falhas ainda não identificadas, além de estabelecer relações com as características técnicas e de instalação das usinas (orientação e inclinação dos módulos), dados de projeto e condições climáticas locais.

Análise dos principais desafios de O&M dos SFCR do IFMG

Por meio da análise dos dados obtidos em relatórios técnicos de O&M elaborados pelos gestores locais dos SFCR em análise, percebeu-se que a maioria dos responsáveis pelas usinas não possuem algum plano de operação e manutenção (O&M) dos sistemas de geração fotovoltaica, além da realização das atividades de inspeções visuais periódicas e acompanhamento remoto de geração.

Na Tabela 6 verificam-se, com base nas informações apresentadas pelos campi, alguns dos procedimentos de O&M para os SFCR que já foram realizados nas usinas do IFMG. Pode-se observar, que a inspeção visual é realizada, ainda que sem um critério objetivo de periodicidade, em todas as usinas analisadas. Quanto à limpeza dos módulos, identificou-se que, em três dos campi pesquisados esse procedimento ainda não havia sido realizado (Formiga, Ouro Preto e São João Evangelista), e que apenas três dos demais campi realizam tal procedimento com intervalo de tempo definido; apresentando, Governador Valadares, um intervalo de 4 meses para realização dessa atividade, e Congonhas e Ribeirão das Neves apresentando a realização semestral da operação. Uma dificuldade abordada para realização da limpeza dos módulos, em alguns sistemas FV, foi a não previsão de ponto de fornecimento de água junto ao local. Outra questão mencionada foram as limitações para contratação de empresas para realização da limpeza dos módulos fotovoltaicos, comprometendo a constância desta atividade, como no caso de Ribeirão das Neves.

Foram identificadas, ainda, limitações para atendimento às Normas Reguladoras NR 10 - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade e NR 35 – Trabalho em Altura, pois alguns campi não possuem equipe treinada para desempenhar tais atividades. Nessas situações, é necessária a contratação de empresas especializadas, lembrando que muitas dessas usinas estão instaladas sobre telhados e apresentam dificuldades de acesso ao sistema. Identificou-se, também, em algumas

situações, a falta de ferramentas e equipamentos adequados, bem como de Equipamentos de Proteção Individual (EPI's).

Tabela 6 - Procedimentos de operação e manutenção do sistema FV já realizados nas usinas pesquisadas

Local da usina	Procedimentos de operação e manutenção						
	Inspeção visual	Limpeza dos Sistemas FV	Substituição de Módulos danificados	Checagem de tensão e polaridade das *strings*	Crimpagem de conectores	Avaliação da integridade dos fusíveis	Diagnóstico de problemas nos inversores
Bambuí	x	x					
Betim	x	x	x				
Congonhas	x	x	x			x	x
Formiga	x			x		x	x
Governador Valadares	x	x			x		
Ouro Preto	x						
Ribeirão das Neves	x	x					
São João Evangelista	x						
% de campi que realizaram os procedimentos	100%	62,5	25%	12,50%	12,50%	25%	25%

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Com a pesquisa, identificou-se, ainda, que durante o tempo de operação analisado, houve alguns problemas relacionados às falhas na rede de dados, ao funcionamento dos inversores, à sujidade dos módulos, ao sombreamento eventual dos arranjos FV etc. Registrou-se a necessidade de substituição de módulo quebrado nos campi Betim e Congonhas, além de relocação de transformador instalado em local inadequado em Formiga e de substituição de barramento perfurado na usina de Governador Valadares.

Melhorias relacionadas às operações de limpeza dos módulos fotovoltaicos foram observadas nos *campi* de Betim, Governador Valadares e Ribeirão das Neves, refletidas nos índices de geração desses sistemas.

No contexto dos SFCR implantados no segundo semestre de 2019, apesar de não terem sido incluídos na análise de geração apresentada, nem nas verificações das atividades de O&M realizadas, devido ao curto período de funcionamento até a ocasião da análise, constatou-se, com base nas informações apresentadas pela empresa contratada para implantação dos sistemas, algumas situações relevantes. Houve a necessidade de troca do inversor da usina de Sabará devido a falhas na

leitura de tensões de duas *strings*, uma vez que um teste realizado *in loco* não apresentou tensões elevadas, acima dos limites permitidos pelo inversor. Neste mesmo campus foi observado sombreamento parcial dos geradores fotovoltaicos, provocando pontos quentes em alguns módulos e início de degradação do sistema. Para resolver tal problema, foi solicitada à empresa responsável, a relocação de quatro módulos FV.

Em verificações mais recentes dos dados do *Sunny* Portal, realizadas no final de outubro de 2020, pôde-se constatar que o SFCR do Campus de Congonhas está inoperante desde o dia 14/03/2020 em função de uma descarga atmosférica que acometeu o sistema, queimando o seu inversor. Devido à demora na identificação do problema, bem como pela inexistência de componentes de reposição no IFMG, a situação ainda não foi resolvida, demandando elaboração de processo de compra de novo equipamento.

Diferenças na forma de instalação do sistema fotovoltaico: tipo de telhado, inclinação e orientação dos módulos, além das condições de acesso e infraestrutura do sistema, como disponibilidade de pontos hidráulicos para realização de limpeza, interferem na geração e na forma de manutenção. Por estarem distribuídas em várias regiões do estado, sujeitas a condições climáticas diversas, muitos dos problemas identificados nas usinas podem ser gerados por tais situações, impactando o bom funcionamento dos sistemas.

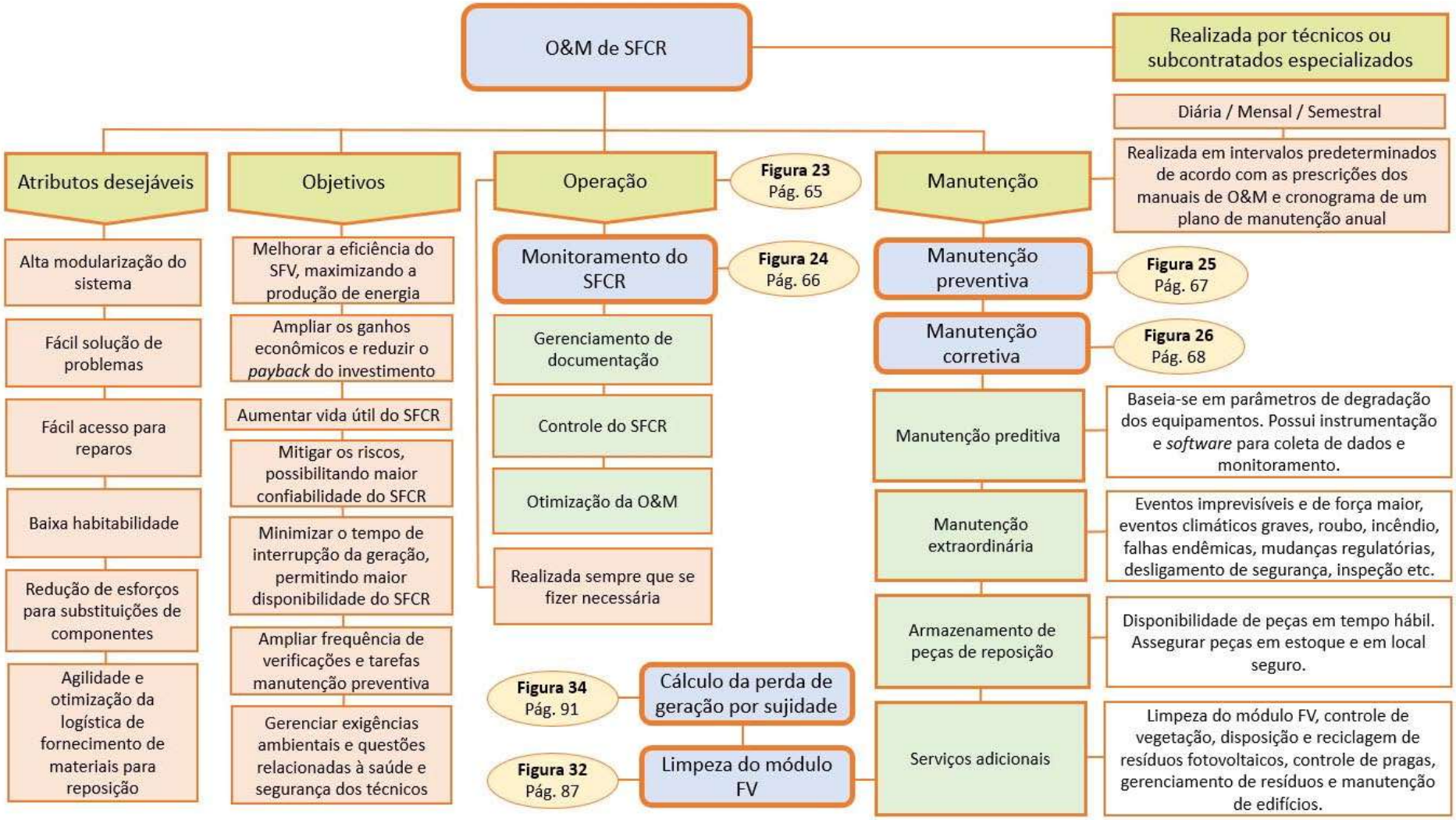
O fato do IFMG não possuir um protocolo de O&M, bem como, estoque para reposição de componentes, torna-se mais limitada a realização de ações preventivas e corretivas mais efetivas.

4.2. Detalhamento de atividades de O&M em SFCR

Seguem nas Figuras 22, 23, 24, 25 e 26, identificadas na sequência, os detalhamentos elaborados para as atividades gerais da O&M de SFCR, bem como, da operação, do monitoramento, da manutenção preventiva e da manutenção corretiva de SFCR, respectivamente.

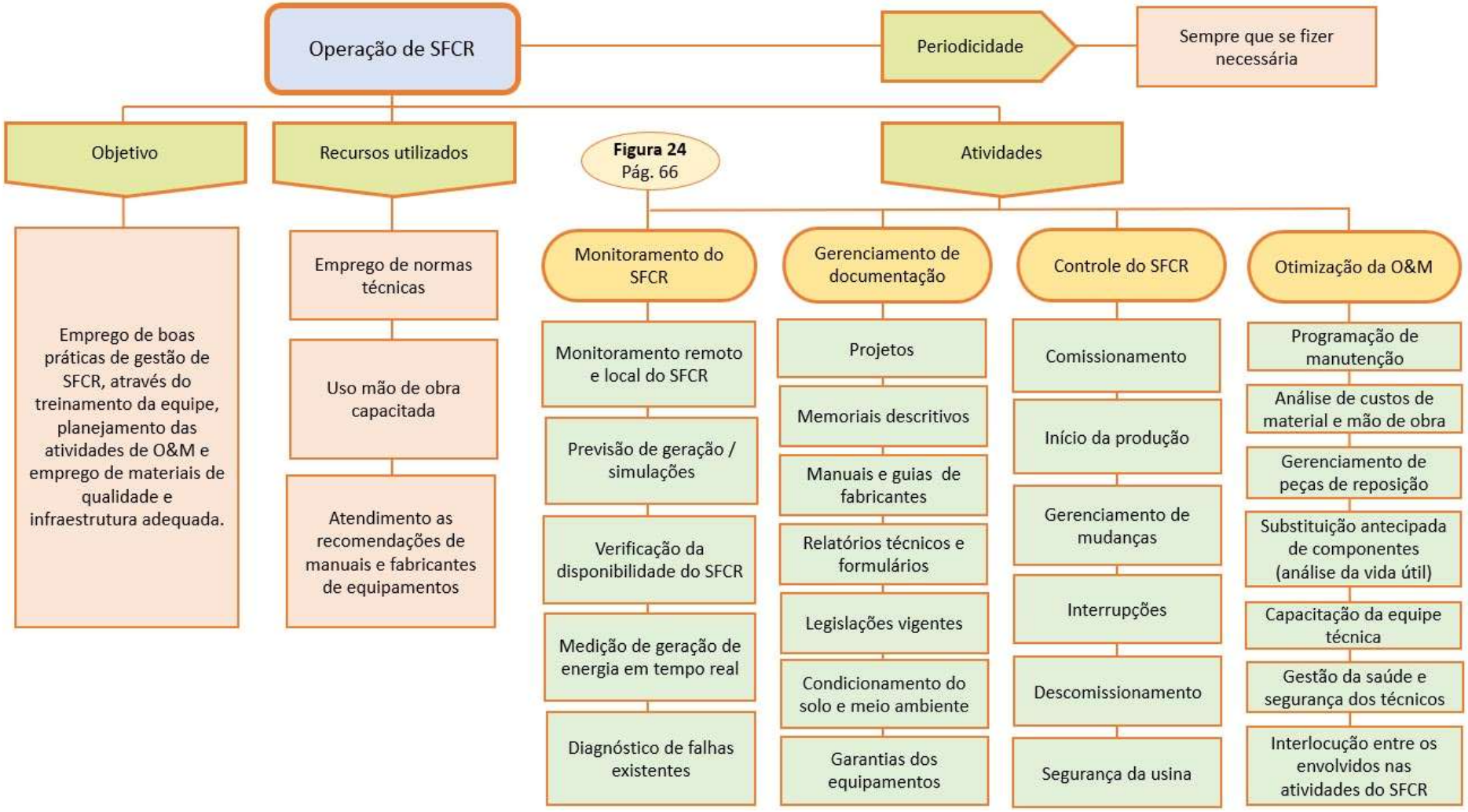
Esse detalhamento é resultado da compilação de dados do referencial teórico e visa possibilitar maior entendimento das ações de O&M de usinas FV de microgeração conectadas à rede, auxiliando, assim, no processo de gestão desses sistemas.

Figura 22 - Detalhamento das atividades de O&M de SFCR



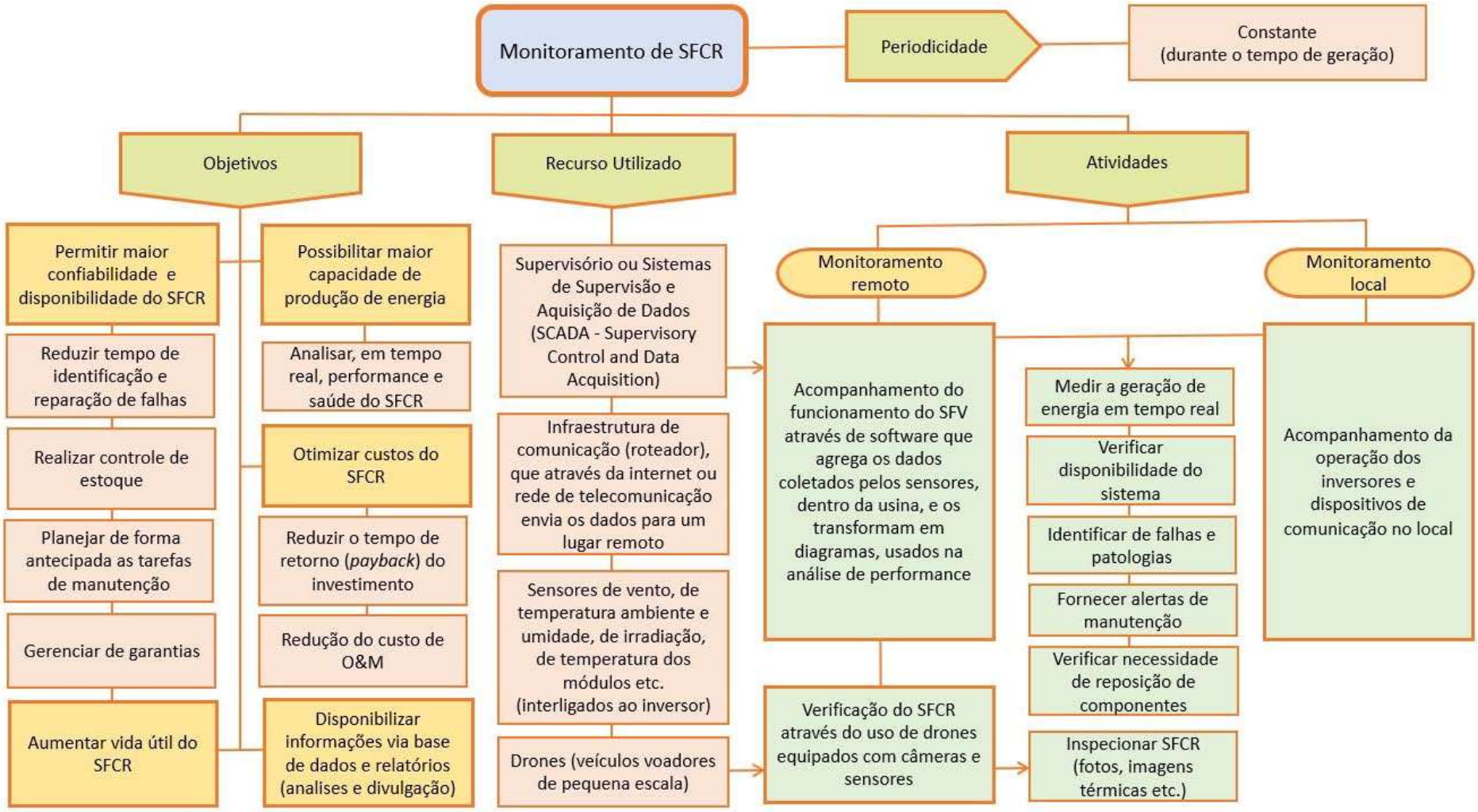
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 23 – Detalhamento da atividade de operação de SFCR



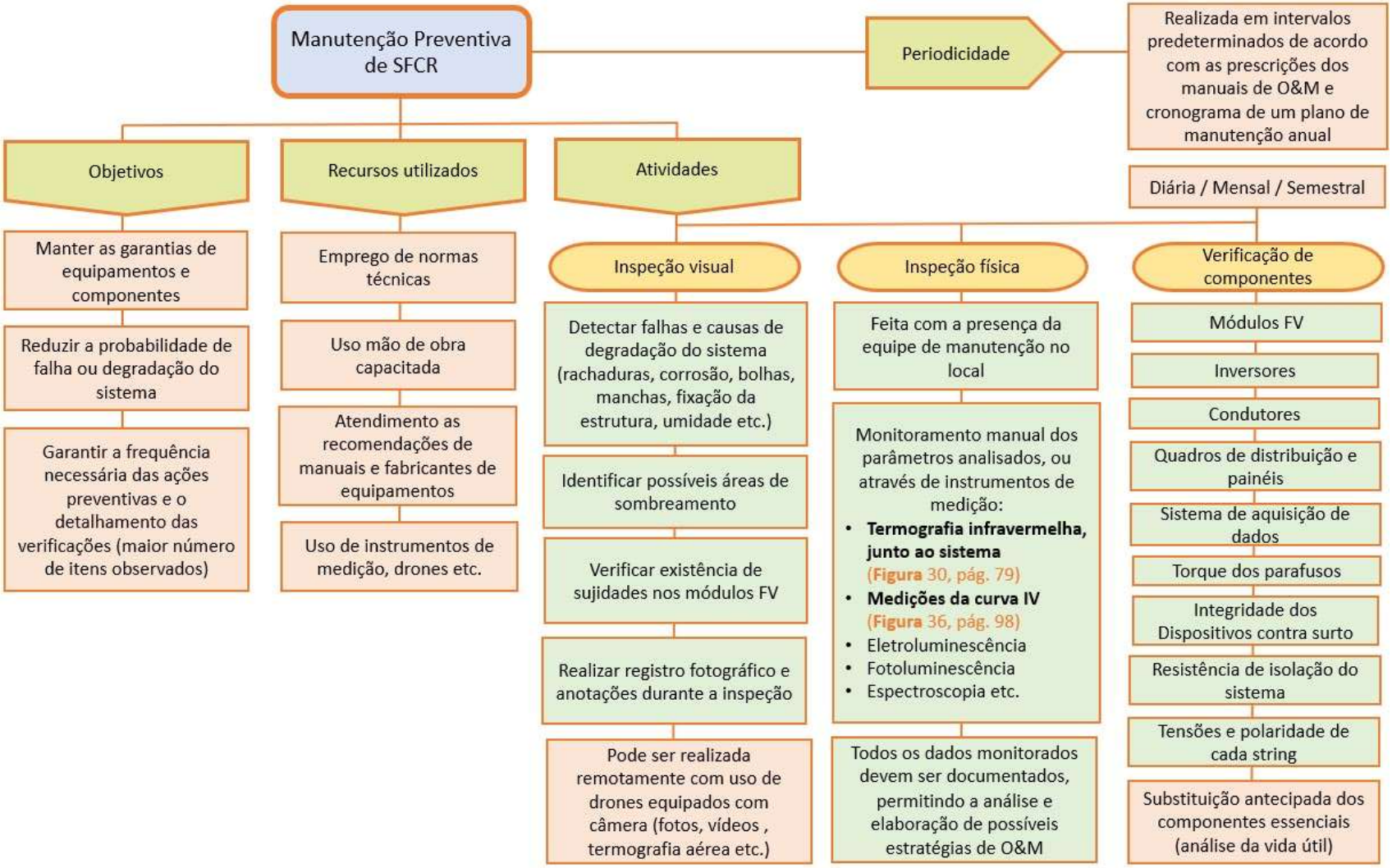
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 24 – Detalhamento da atividade de monitoramento de SFCR



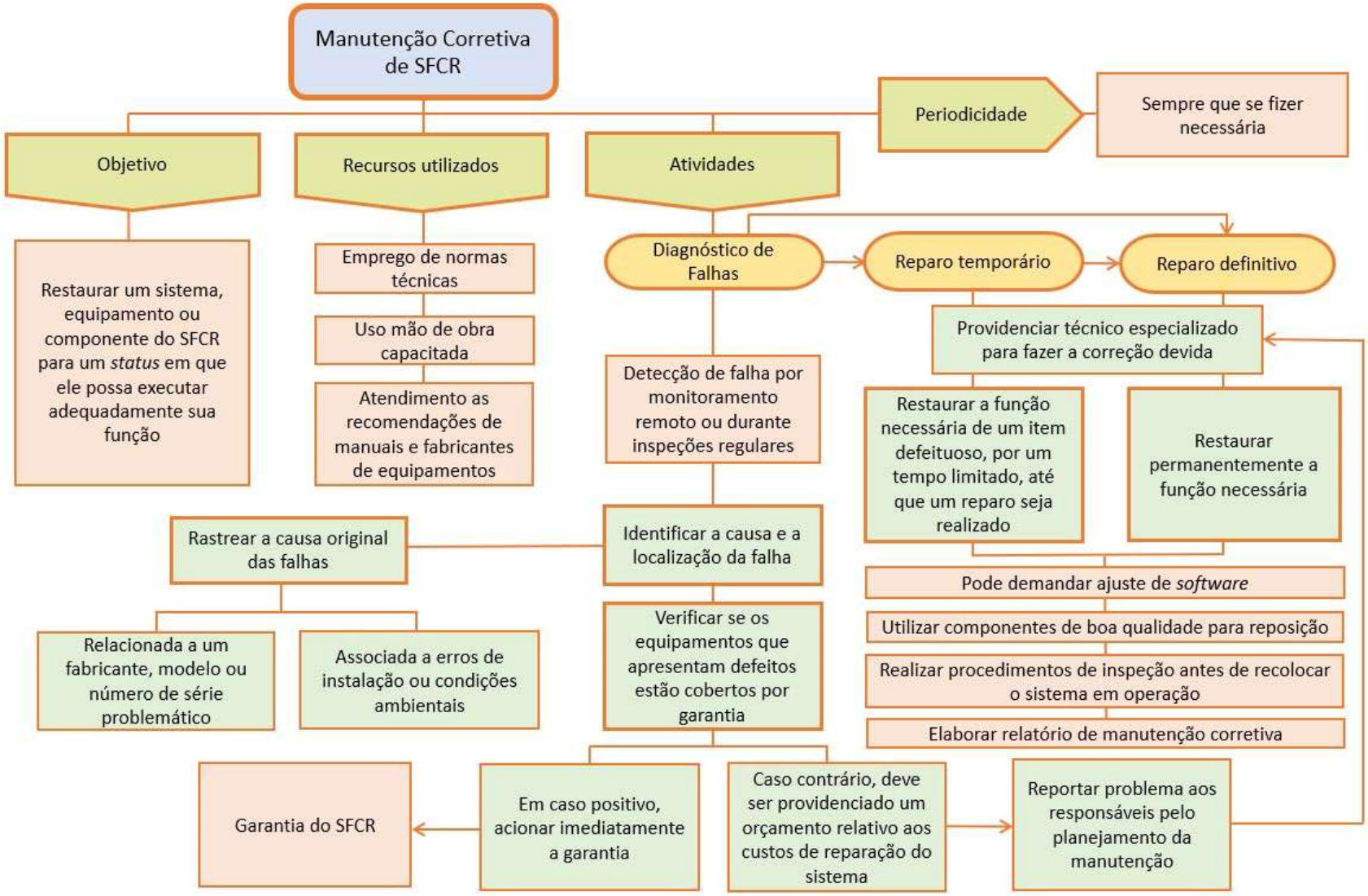
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 25 - Detalhamento da atividade de manutenção preventiva de SFCR



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 26 – Detalhamento da atividade de manutenção corretiva de SFCR



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.3. Diretrizes para O&M de SFCR

As diretrizes para O&M de SFCR propostas buscam oferecer recursos para a implantação de boas práticas na gestão de usinas FV, em especial, relacionadas às análises de perdas na geração fotovoltaica, às inspeções físicas e procedimentos de limpeza dos sistemas.

4.3.1. Diretrizes para realização do procedimento de inspeção termográfica infravermelha qualitativa em módulos FV

O emprego do método de termografia infravermelha tem se ampliado, juntamente com os avanços nas tecnologias termográficas, todavia, sua eficácia depende da correta aplicação deste método (ABNT NBR 16.818, 2020).

As ações corretivas propostas com base nessas inspeções, tem permitido melhorias nos planos de manutenção dos SFCR (VILLARINI et al., 2017).

As diretrizes propostas descrevem os parâmetros e precauções mínimos a serem considerados na aplicação da referida inspeção, conforme orientação da ABNT NBR 16.818 (2020), *Ensaios não destrutivos – Termografia infravermelha – Procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha*, tais como:

Qualificação profissional

Recomenda-se que os profissionais envolvidos com a aplicação do método da termografia infravermelha sejam qualificados conforme a ABNT NBR NM ISO 9.712 (2014), *Ensaios não destrutivos – Qualificação de pessoal em END*, ou outra norma internacionalmente reconhecida.

Tal qualificação, visa assegurar um meio de avaliação e documentação da competência das profissionais, cujas atribuições exigem capacidade teórica e prática apropriada sobre ensaios não destrutivos (END) que realizam, especificam, supervisionam, monitoram ou avaliam (ABNT NBR NM ISSO 9.712, 2014).

Descrição da técnica

➢ <u>*Normas aplicáveis*</u>

- ABNT NBR 15.424 – *Ensaios não destrutivos – Termografia – Terminologia*. 2° Edição 13/10/2016.

- ABNT NBR 16.818 – *Ensaios não destrutivos – Termografia infravermelha – Procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha* – Primeira edição 27/02/2020.
- Norma Mercosur NM ISSO 9.712:2014 – *Ensaios não destrutivos – Qualificação de pessoal em END (ISSO 9712:2012, IDT)* – Segunda edição 30/01/2014.
- Método e periodicidade de verificação do sistema infravermelho: proceder conforme a ABNT NBR 15.718 – *Ensaios não destrutivos – Termografia – Guia para verificação de termovisores* – Primeira edição 15-06-2009.
- IEC TS 62446-3: 2017 - *Sistemas Fotovoltaicos (PV) - Requisitos para teste, documentação e manutenção - Parte 3: Módulos Fotovoltaicos e Plantas - Termografia Infravermelha Externa* – Edição 1.0 / 2017.
- Uso equipamentos de proteção individual (EPI's) necessários para essa atividade conforme as NR 6, NR 10 e NR 35;

Demais normas aplicáveis à O&M de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) estão apresentadas no Apêndice C.

➢ *Tipo de técnica utilizada*

A técnica proposta foi a inspeção termográfica qualitativa, baseada na análise de padrões térmicos para detectar anomalias (ABNT NBR 15.424, 2016).

No emprego da termografia infravermelha para avaliação qualitativa de sistemas fotovoltaicos, não se pretendeu medir a temperatura de forma precisa, mas apenas identificar os padrões de temperatura dos elementos inspecionados e assim estabelecer parâmetros de comparação. No entanto, para que essa comparação seja possível e confiável, é necessário que os termogramas dos diferentes módulos fotovoltaicos sejam obtidos em um curto intervalo de tempo, de forma a garantir que as condições ambientes, como irradiância, não sofram grandes variações entre uma inspeção e outra.

Optou-se pela inspeção realizada em cada módulo, separadamente, para obtenção de informações específicas de cada módulo inspecionado. Tal verificação permitiu realizar um mapeamento térmico dos módulos fotovoltaicos, localizando problemas de sobreaquecimento que posteriormente demandarão análise mais detalhada. Apesar de não possuir caráter de identificação quantitativa dos módulos, foi possível dar mais consistência a esta inspeção estimando-se alguns parâmetros

para o modelo matemático de medição da câmera termográfica e padronizando o ângulo formado entre a câmera térmica e a direção normal ao plano de inclinação do módulo, para as inspeções realizadas na parte frontal do módulo FV.

Os termogramas foram obtidos em função do tipo da instalação existente, sendo alguns módulos inspecionados pela parte da frente e outros pela traseira, atentando-se para as condições necessárias de angulação, distanciamento e ajustes do equipamento, para cada situação de inspeção.

Durante a atividade realizada no dia 12/08/2020 na usina FV do campus Betim do IFMG, foram inspecionados módulos fotovoltaicos antes e após uma limpeza realizada no sistema na ocasião. Tal situação permitiu uma análise térmica qualitativa do gerador solar, com presença ou não de sujidades, bem como de sombreamentos, acometidos durante a inspeção.

Destaca-se que as condições do tempo durante a realização dos procedimentos permaneceram estáveis e com o céu limpo, sem interferências de nuvens e de variações acentuadas de irradiância, permitindo maior confiabilidade na comparação dos resultados dos termogramas.

- *Condições de contorno (ambientais e climáticas)*

Para realização de uma inspeção com câmera termográfica infravermelha (IR), o sistema FV deve estar no modo de operação normal. A irradiância no plano do arranjo fotovoltaico deve ser superior a 600 W/m² e as condições de céu devem ser estáveis para possibilitar corrente suficiente para que as diferenças de temperatura sejam perceptíveis (ABNT NBR 16.274, 2014).

Tal procedimento não deve ser realizado sob chuva, garoa, neblina ou vento forte (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Pela indisponibilidade de instrumento de medição de irradiância, bem como devido às dificuldades para viabilizar o uso equipamento portátil durante o período da pandemia do Covid 19 (Coronavírus) em que foi realizada a limpeza dos módulos e inspeção termográfica dos arranjos FV do campus do IFMG de Betim, buscou-se minimizar as variações de irradiância pela escolha de um dia de céu limpo (*Clear Day*) para realização desses procedimentos. Essa escolha visou evitar as interferências de sombreamentos nos módulos gerados por nuvens durante a obtenção dos termogramas.

Requisitos adicionais relativos às condições ambientais para realização de inspeções termográficas podem ser encontrados na IEC TS 62446-3 Parte 3: *Módulos e usinas fotovoltaicas - termografia por infravermelho ao ar livre*.

- <u>*Condições operacionais necessárias*</u>

A inspeção termográfica em sistemas fotovoltaicos em ambientes externos é complexa e requer conhecimentos sobre a ciência térmica para ser desempenhada com qualidade. Uma configuração incorreta e uma localização inadequada da câmera termográfica podem causar resultados imprecisos, o que pode levar a uma interpretação equivocada (ÁLVAREZ-TEY et al., 2017).

Desta forma, algumas condições operacionais, devem ser observadas antes do início da inspeção termográfica, tais como: angulação (entre a câmera térmica e a direção normal ao plano de inclinação do módulo) e parâmetros do modelo matemático da câmera (emissividade, temperatura ambiente, temperatura refletida, umidade do ar e distância entre o equipamento e o componente inspecionado).

a) Angulação da câmera térmica

O ângulo formado entre a câmera térmica e a direção normal ao plano de inclinação do módulo variou em função do tipo de aquisição dos termogramas: pela superfície frontal (módulos localizados sobre o telhado do bloco de laboratórios) e pela superfície posterior dos módulos (módulos sobre a estrutura de madeira).

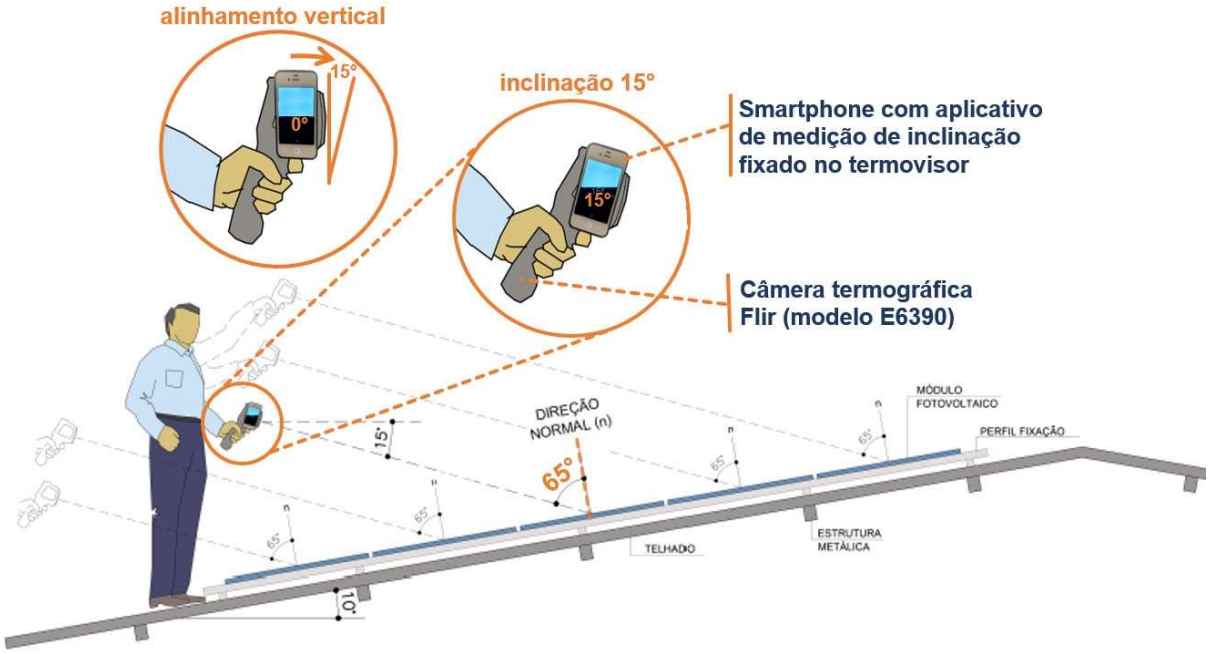
O controle da posição da câmera térmica, em relação a superfície frontal envidraçada dos módulos analisados é essencial para aquisição de resultados termográficos confiáveis, em função das variações na emissividade relacionadas ao ângulo de reflexão a partir do qual o inspetor analisa a superfície (FERREIRA, 2018).

Recomenda-se que os registros termográficos sejam realizados preferencialmente ortogonalmente à superfície do módulo (SOLARPOWER EUROPE, 2019). No entanto, para evitar a reflexão da câmera termográfica e do seu operador no ponto de inspeção, é necessário atentar-se para o posicionamento do equipamento, em especial quando a inspeção for realizada pelo lado frontal dos módulos FV. A emissividade é mais elevada quando a câmera está posicionada perpendicularmente à superfície desses módulos (θ=0°) e diminui com o aumento do ângulo (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Devido às condicionantes da infraestrutura local e do campo de visão do inspetor para a realização da verificação termográfica nos módulos, localizados sobre o telhado do bloco de laboratórios do Campus de IFMG Betim, o ângulo mais viável para aquisição das imagens térmicas, formado entre a câmera térmica e a direção normal ao plano de inclinação do módulo, foi o θ=65°. A referência e identificação de viabilidade para emprego desse ângulo na inspeção termográfica dos módulos FV foi obtida em estudo realizado por Ferreira (2018), que também apresentou a caracterização das propriedades ópticas da superfície de vidro dos módulos fotovoltaicos para as inspeções com ângulo de observação de 65°.

Visando o posicionamento correto da câmera térmica utilizada, além da sua estabilidade na hora da medição e a padronização do ângulo de inclinação em 65°, tomou-se como referência a superfície frontal do termovisor (anteparo de proteção das lentes do equipamento). A partir de uma posição de referência, em que tal superfície estava totalmente alinhada na vertical, inclinou-se o termovisor em 15°, com auxílio de um *smartphone* fixado junto à câmera termográfica e com um aplicativo de medição de inclinação funcionando. Quando o aparelho indicou uma inclinação de 15°, garantiu-se a posição referente ao ângulo correto para proceder a aquisição das imagens térmicas (θ=65°), conforme Figura 27.

Figura 27 – Posicionamento do termovisor para registro de termogramas em módulos FV sobre cobertura metálica.



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

A inspeção termográfica pode ser realizada, também, pela parte traseira do módulo FV, que evita os efeitos da reflexão do vidro frontal (PINHO e GALDINO, 2014). Do lado de trás, a superfície é normalmente opaca, difusa e possui alta emissividade, possibilitando medições mais corretas de temperatura, no entanto, a falta de acesso ou limitação no campo de visão do equipamento, em função das estruturas de fixação e sustentação, podem tornar inviáveis tais inspeções (FERREIRA, 2018).

A realização dos termogramas dos módulos sobre a estrutura de madeira, da usina fotovoltaica analisada, foi realizada pela parte posterior. Essa estrutura permite o deslocamento do inspetor sob os módulos, possibilitando o fácil posicionando do termovisor para realização da inspeção. Dessa forma, é possível manter o eixo de visão da câmera térmica ortogonal à superfície de trás dos módulos, ou com angulações favoráveis à melhor visualização do objeto inspecionado, em função da posição das estruturas de apoio dos módulos. Os termogramas efetuados na inspeção pela parte posterior dos módulos foram realizados sem o auxílio do aplicativo de medição de inclinação, no entanto, buscou-se manter um padrão de registro, posicionando a câmera, sempre que possível, com o eixo de visão perpendicular à superfície do módulo.

b) Parâmetros do modelo matemático do termovisor

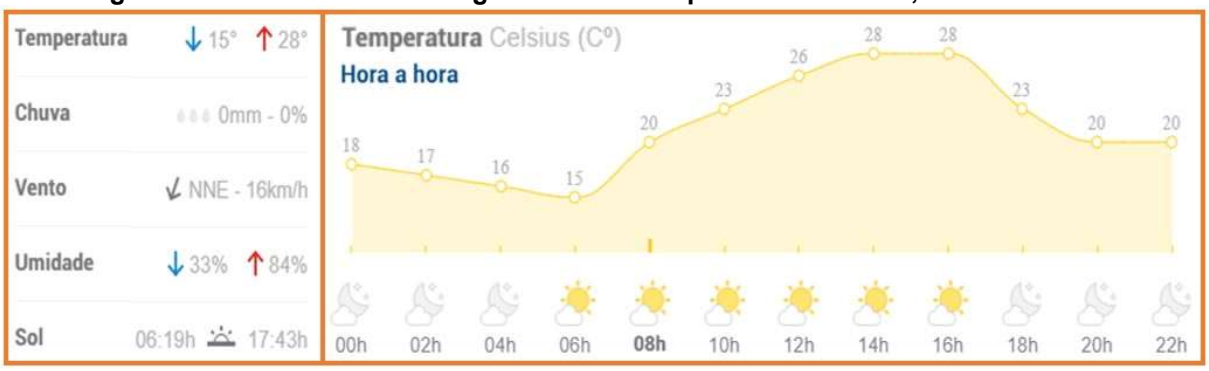
Os parâmetros de emissividade, temperatura média refletida, temperatura ambiente e umidade relativa podem ser ajustados diretamente na câmera termográfica ou após a realização da inspeção por meio do *software* de pós-processamento *FLIR Tools*.

Para análises das superfícies frontais dos módulos, foi adotado o valor de emissividade direcional (ε) de 0,78, para o ângulo de 65°. Já no caso da superfície posterior, foi utilizado um valor típico de emissividade de 0,93 para o filme de fluoreto de polivinil. O emprego desses valores de emissividade direcional, nas condições apresentadas, está presente em estudo realizado por Ferreira (2018), que apresentou a caracterização das propriedades ópticas da superfície de vidro dos módulos fotovoltaicos para as inspeções com o ângulo de observação de 65°, em que foram obtidos valores de emissividade direcional igual a 0,78. Os resultados desse estudo mostram que, para uma faixa típica de temperaturas de operação dos módulos FV

entre 35°C e 70°C, a inspeção termográfica é capaz de efetuar o registro térmico com uma incerteza máxima de 2°C. Em percentuais, essa incerteza corresponde a 3% do valor observado.

Considerando-se que a usina FV analisada não possui instrumentos de medição da temperatura ambiente e umidade relativa do ar, tais parâmetros foram obtidos conforme dados meteorológicos do dia da inspeção, apresentados na Figura 28.

Figura 28 – Dados meteorológicos do município de Betim-MG, em 12/08/2020.



Fonte: (CLIMA TEMPO, 2020)

A umidade relativa do ar média considerada para o dia da inspeção termográfica foi de 58%. Com relação aos valores de temperatura ambiente necessários para definição dos parâmetros do termovisor, foram definidos os valores médios dos intervalos de realização das verificações termográficas dos módulos. Desta forma, foram utilizados os valores de 22°C para os registros obtidos antes da limpeza dos módulos (atividade efetuada das 08:40h às 10:00h) e de 27°C para os registros obtidos após a limpeza dos módulos (atividade efetuada das 12:40h às 15:00h).

A distância média, aproximada, considerada entre a câmera termográfica e o centro do módulo analisado, foi de 2,0 metros.

Finalmente, a temperatura média refletida adotada foi igual à temperatura ambiente. Cabe ressaltar que a temperatura média refletida, quando não existe outra fonte significativa de radiação no ambiente durante a inspeção termográfica, é normalmente considerada igual a temperatura atmosférica (GOMES JUNIOR, 2017).

c) Sequência de execução da técnica

A sequência para realização das inspeções termográficas nos módulos do sistema fotovoltaico do Campus do IFMG Betim é descrita a seguir:

1. Verificação se o sistema FV encontra-se em funcionamento;

2. Utilização de equipamentos de proteção individual (EPI's) necessários, conforme as NR 6, NR 10 e NR 35;
3. Registro do dia e horário da inspeção;
4. Inserção dos parâmetros do modelo matemático do termovisor, relativos à condição de inspeção (emissividade, temperatura ambiente, temperatura refletida, umidade do ar, distância);
5. Definição de qual dos lados do módulo produz a imagem térmica mais perceptível, em função do tipo de construção e da configuração de montagem do módulo, realizando o procedimento de cada lado para verificação (ABNT NBR 16.274, 2014);
6. Posicionamento adequado do inspetor junto ao módulo garantindo o alinhamento do termovisor com objeto de inspeção, mantendo-se em zona livre para atender os requisitos de segurança;
7. Garantia que a câmera e o operador não estão lançando sombras sobre a área sob investigação;
8. Adequação do ângulo formado entre o termovisor e a direção normal ao plano de inclinação do módulo fotovoltaico, conforme definição prévia, com auxílio de um equipamento de medição de inclinação, acoplado à câmera termográfica;
9. Ajuste do foco com a imagem do módulo enquadrada no centro do visor da câmera térmica, objetivando a padronização dos parâmetros dos sensores do equipamento;
10. Realização do registro termográfico do módulo FV (caso seja localizado algum ponto com provável anomalia térmica, deve-se realizar novo(s) registro(s), para garantir a melhor imagem possível, ajustando o foco e a distância se necessário);
11. Repetição do processo para os demais módulos, identificando cada módulo inspecionado conforme sequência dos registros termográficos definida previamente, de forma a possibilitar a reconhecimento posterior dos termogramas gerados;
12. Transferência dos dados para uma unidade de armazenamento externa;
13. Pós-processamento dos dados;
14. Identificação das áreas de superaquecimento, marcando claramente sua localização nos componentes suspeitos ou, ainda, em croquis/projetos dos arranjos e séries fotovoltaicas;

15. Preenchimento relatório de inspeção termográfica.

d) Periodicidade da execução da técnica

A inspeção termográfica deve ser realizada semestralmente ou quando detectada alguma falha no supervisório. Esse procedimento pode, ainda, ocorrer nas ocasiões de reparo ou substituição de algum equipamento ou componente do sistema (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Esse ensaio é recomendado, também, na ocasião do comissionamento das usinas FV, com o objetivo de identificar falhas advindas de problemas durante a montagem (SANTOS et al., 2018).

➢ *Equipamentos utilizados*

O equipamento utilizado para as inspeções foi a câmera termográfica da marca FLIR E5 modelo E6390, com resolução infravermelha de 120x90 pixels, sensibilidade térmica <0,10°C (0,27° F) / <100 mK, campo de visão 45° × 34°, distância mínima de foco 0,5 m, resolução espacial 6,9 mrad, frequência da imagem 9 Hz, faixa espectral 7,5-13 µm, faixa de temperatura do objeto -20°C a + 250°C e precisão ± 2°C ou ± 2% da leitura, para temperatura ambiente 10°C a 35° C e objeto temperatura acima de + 0°C.

Antes de realizar a inspeção termográfica é importante efetuar as verificações e os ajustes necessários na câmera termográfica, para fazer com que ela tenha desempenho compatível com o seu uso, certificando-se, ainda, que o termovisor se encontra calibrado, conforme as orientações da ABNT NBR 15.718/2009 – *Ensaios não destrutivos – Termografia – Guia para verificação de termovisores*.

Devido ao fato de a câmera termográfica usada ser um equipamento novo e com pouco uso, foi considerado o certificado de calibração de fábrica do equipamento, apresentado no Anexo C deste trabalho.

Para identificação do ângulo da câmera térmica, foi utilizado um iphone *Apple, software* iOS 9.3.6, com aplicativo de medição de inclinação, fixado no termovisor, cuja calibração foi aferida previamente com auxílio de um nível de bolha e transferidor de graus.

O procedimento, demandou, também, o emprego de equipamentos de proteção individual (EPI's) necessários para essa atividade, conforme as NR 6, NR 10 e NR 35.

Para tratamento das imagens foi utilizada a ferramenta *FLIR Tools*, baseada em MS Windows, fornecida pelo fabricante da câmera termográfica.

A Figura 29, mostra os equipamento e recursos usados na inspeção e termográfica infravermelha e tratamento de dados.

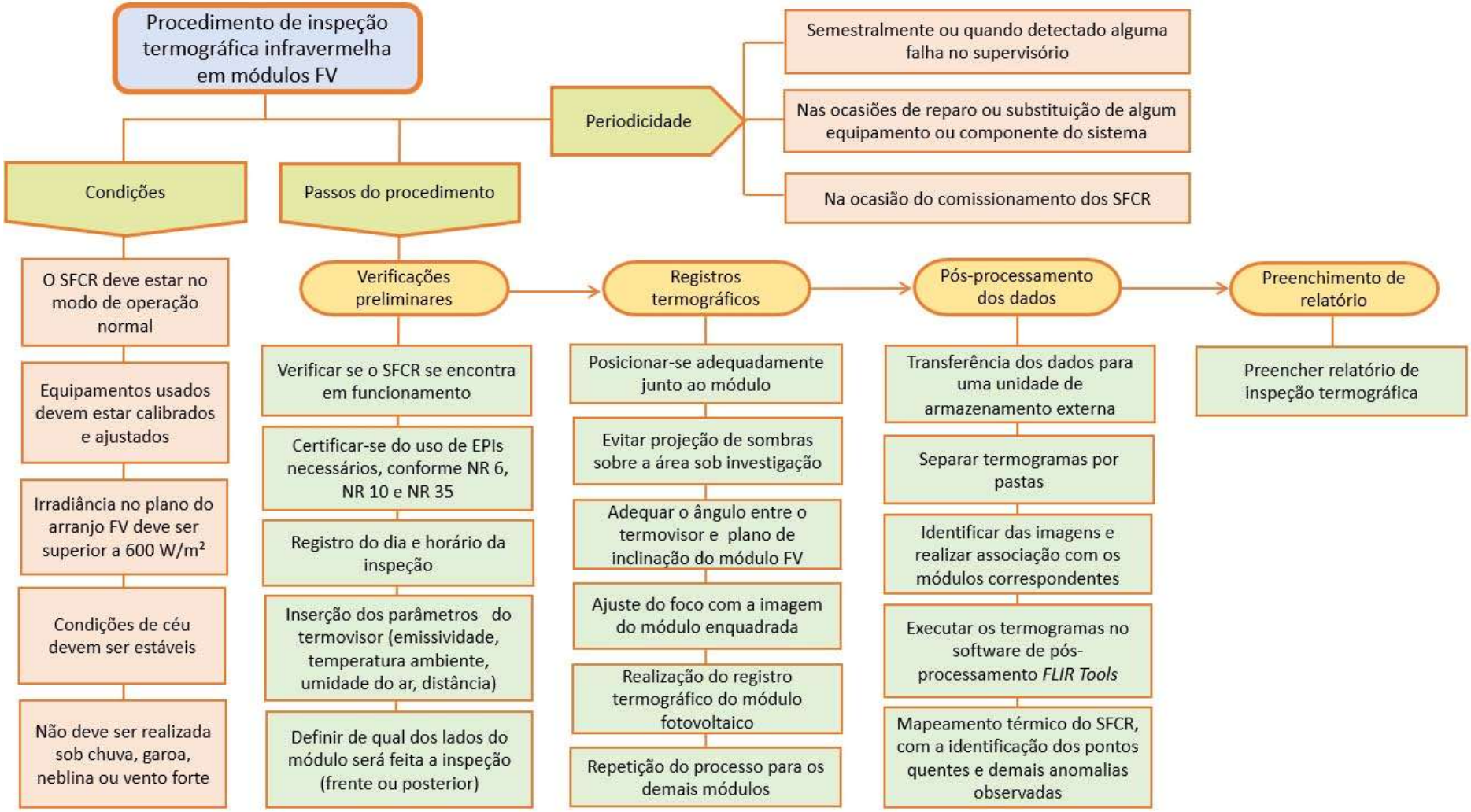
Figura 29 - Equipamentos e recursos empregados na inspeção termográfica infravermelha

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

➢ <u>*Detalhamento do procedimento*</u>

O procedimento de inspeção termográfica infravermelha qualitativa em módulos fotovoltaicos está detalhado no esquema apresentado na Figura 30, apresentando as condições necessárias para a execução da técnica, a periodicidade recomendada, bem como, os passos necessários para realização do procedimento.

Figura 30 - Detalhamento do procedimento de inspeção termográfica infravermelha em módulos FV



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

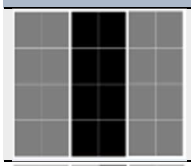
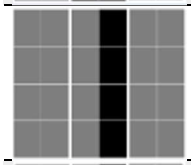
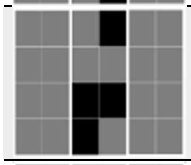
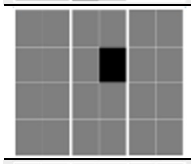
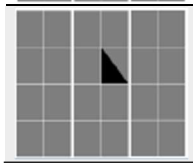
➢ *Critérios de análise*

A análise de imagens térmicas ou de temperaturas medidas na inspeção termográfica, baseia-se nos critérios de classificação de anomalias e nas ações propostas para solução dos problemas, presentes em normas técnicas, manuais de fabricantes e demais referências teóricas sobre o tema, conforme orientações da ABNT NBR 16.818 (2020), *Ensaios não destrutivos – Termografia infravermelha – Procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha*.

A diferença entre a temperatura de um ponto quente e a de outro ponto em funcionamento normal é o aspecto mais relevante a ser observado na inspeção termográfica (ABNT NBR 16.274, 2014). Desta forma, a avaliação dos resultados de uma inspeção termográfica infravermelha de um SFCR visa, principalmente, identificar variações anormais de temperatura do arranjo fotovoltaico.

A Tabela 7, descreve as principais falhas que podem ser evidenciadas em termogramas dos módulos fotovoltaicos e *strings*, com suas respectivas causas.

Tabela 7 - Descrição das principais falhas associadas aos módulos FV

Padrão	Descrição	Erro	Possível causa	Características Elétricas	Comentário	Providências
	Um módulo está mais quente		Módulo não está ligado	Módulo funciona normalmente		Checar as ligações elétricas das *strings*
	Uma fileira de células está mais quente		Diodo de *by-pass* com defeito; Curto circuito interno	Perda de potência na *string*; diminuição da tensão circuito aberto		Substituir o módulo
	Várias células distribuídas aleatoriamente estão mais quentes	Curto circuito módulo	Diodos com defeito; conexão incorreta	Potência do módulo quase nula; tensão de circuito aberto diminui consideravelmente		Substituir o módulo
	Uma célula está mais quente		Sombreamento; célula quebrada	Não necessariamente há diminuição de potência	Inspeção visual	Avaliar a necessidade de substituir o módulo
	Parte de uma célula está mais quente	Célula quebrada	Impacto mecânico externo	Diminuição da potência; diminuição da tensão e "*fill factor*"	Inspeção visual	Avaliar a necessidade de substituir o módulo

Fonte: (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018)

As informações apresentadas nessa tabela, auxiliam na identificação de possíveis falhas nos módulos, causadas por sobreaquecimento, permitindo a tomada de providências necessárias.

Os contrastes térmicos, devido a pontos de montagem, etiquetas adesivas e outros itens, são consideradas normais e não demandam intervenções. É, também, comum que os módulos fotovoltaicos apresentem um gradiente de temperatura nas extremidades e suportes, bem como estejam mais quentes em torno da caixa de conexão, em comparação com o restante. No entanto, um ponto quente em outros lugares de um módulo, geralmente indica um problema elétrico, provavelmente resistência em série, resistência em paralelo ou descasamento de parâmetros (*mismatch*) (ABNT NBR 16.274, 2014).

Deve-se verificar o desempenho dos módulos FV com pontos quentes relevantes. Uma inspeção visual pode identificar sinais de superaquecimento, como, áreas de coloração marrom ou descolorida.

As conexões entre cabos dos módulos não devem apesentar temperaturas mais elevadas do que as dos próprios cabos. Se as conexões forem mais quentes, deve ser verificado se a conexão está frouxa, apresentando corrosão ou oxidada. Além disso, caso algum diodo de *by-pass* estiver quente, verificar o arranjo FV em busca de razões óbvias, como sombreamento ou sujidades sobre o módulo protegido pelo diodo. Se não houver nenhuma origem aparente, suspeitar que seja um módulo defeituoso (ABNT NBR 16.274, 2014).

Outros aspectos considerados na análise dos termogramas, foram o tipo de instalação e as condições de ventilação dos arranjos fotovoltaicos, além da situação relativa à limpeza dos módulos, já que houve registros termográficos realizados antes e após o procedimento de limpeza da usina FV inspecionada.

- *Processamento da informação técnica*

Após a transferência dos dados, obtidos pela câmera termográfica, para uma unidade de armazenamento externa, os termogramas foram organizados em pastas, separadas em função do tipo de aquisição (gerados pela superfície frontal ou posterior) e da condição de limpeza (realizados antes ou após o procedimento de limpeza dos módulos).

A identificação das imagens e associação com os módulos correspondentes se deu pela verificação dos arquivos gerados e horário de captura, bem como da

numeração atribuída, previamente, a cada módulo, que definiu a sequência dos registros termográficos.

Depois da identificação das imagens, cada termograma foi executado no *software* de pós-processamento *FLIR Tools*, possibilitando a adequação de valores dos parâmetros de medição (emissividade, temperatura ambiente, umidade relativo do ar) e a aplicação de ferramentas de interpretação da imagem térmica.

Após a análise de cada termograma processado foi possível realizar o mapeamento térmico do sistema FV com a identificação dos pontos quentes e demais anomalias observadas nos desenhos (projetos ou croquis) dos arranjos e séries, além de marcar sua localização nos componentes suspeitos.

Por fim, preencheu-se o relatório de inspeção termográfica, conforme o modelo apresentado no Apêndice B.

4.3.2. Diretrizes para realização de procedimento de limpeza de SFCR (módulos FV, inversores e QDI's)

Diretrizes para realização do procedimento de limpeza dos módulos FV

➢ *Qualificação profissional e normas aplicáveis*

O procedimento de limpeza deve ser realizado por pessoal treinado, com uso de equipamentos de proteção individual (EPI's) necessários para essa atividade, conforme as NR 6, NR 10 e NR 35. Destaca-se a necessidade do uso óculos de proteção, luvas de isolamento elétrico, que devem suportar tensões CC não inferiores a 2000V, e sapatos de segurança. (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018; RISEN ENERGY, 2020). A limpeza pode ser feita pelo próprio usuário do sistema, desde que seja devidamente instruído e treinado para a realização da atividade (PINHO e GALDINO, 2014).

Demais normas aplicáveis à O&M de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) estão apresentadas no Apêndice C.

➢ *Recomendações de segurança*

- Comunicar ao responsável local sobre as atividades a serem realizadas, bem como, limitar o acesso da mesma ao pessoal autorizado, sinalizando o ambiente com cones, fitas ou correntes (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

- Desligar totalmente o sistema FV antes de iniciar o procedimento de limpeza, pois o contato com peças eletricamente ativas, como caixas do inversor, pode causar choque elétrico (CANADIAN SOLAR, 2019).
- Antes do início da limpeza, inspecionar minuciosamente os módulos quanto a existência de rachaduras, quebras, danos e conexões soltas, pois tais situações representam risco de choque, principalmente quando os módulos estão molhados (CANADIAN SOLAR, 2019).
- Durante a limpeza, o responsável pelo procedimento deve observar o seu posicionamento, evitando apoiar-se nos módulos (PINHO e GALDINO, 2014).
- Atentar para o manuseio adequado de equipamentos, pois o procedimento de limpeza pode comprometer a integridade do sistema, ampliando o risco potencial de choque elétrico, principalmente quando o módulo estiver rachado ou quebrado (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018; CANADIAN SOLAR, 2019).
- Não escovar ou limpar a parte posterior dos módulos evitando que esse local, ou a estrutura do módulo, entre em contato com objetos pontiagudos, pois riscos nessas superfícies podem afetar a segurança do produto, além de causar estresse acidental dos cabos ou da caixa de junção (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018; CANADIAN SOLAR, 2019).
- Não mergulhar o módulo fotovoltaico, parcial ou totalmente, em água ou em qualquer outra solução de limpeza (CANADIAN SOLAR, 2019).
- Não aplicar água pressurizada diretamente nas interfaces fechadas de modulo, como caixa de junção, conectores etc. (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).
- Usar equipamentos de limpeza adequados para realização do procedimento, conforme recomendações dos fabricantes. Escovas ou ferramentas, usadas para remoção da sujeira, devem ser de materiais não condutores, para minimizar o risco de choque elétrico, e não abrasivos para o vidro, o silicone ou a estrutura de alumínio (CANADIAN SOLAR, 2019).

➢ *Descrição da técnica*

a) Tipo de técnica utilizada

A técnica utilizada para a limpeza dos módulos fotovoltaicos foi o procedimento de limpeza manual úmida.

Nesta técnica a sujeira na superfície do módulo deve ser removida manualmente, com o uso de água e um implemento de limpeza suave, como: pano macio, esponja ou escova com cerdas macias (CANADIAN SOLAR, 2019).

Caso haja dificuldades para remover a sujeira impregnada, ou graxa, pode ser usado, com cuidado, um agente de limpeza ecológico ou detergente não abrasivo suave, diluído em água (CANADIAN SOLAR, 2019; MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

b) Condições de contorno (ambientais e climáticas)

Recomenda-se realizar a limpeza quando a irradiância estiver abaixo de 200W/m² (RISEN ENERGY, 2020), preferencialmente ao amanhecer ou ao entardecer, quando a produção é pouco afetada (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Não realizar o procedimento de limpeza dos SFCR sob descargas atmosféricas (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018), bem como em condições de chuva forte ou ventos intensos (RISEN ENERGY, 2020).

c) Condições operacionais necessárias

Não se deve aplicar água com diferença de temperatura superior a 20°C da temperatura da superfície do modulo (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018). Possíveis choques térmicos, resultantes da água fria sobre um módulo quente, pode danificar o vidro de cobertura do módulo, principalmente em dias de céu limpo e de poucas nuvens (CANADIAN SOLAR, 2019).

Recomenda-se o uso de água com pressão máxima de 4 MPa (CANADIAN SOLAR, 2019), pois alguns fabricantes utilizam uma camada hidrofóbica sobre o vidro e a água, em alta pressão, pode comprometer essa camada (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

A água usada deve ser de baixo conteúdo mineral, livre de óleo flutuante ou outros líquidos imiscíveis, detritos, turbidez excessiva e odores desagradáveis (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

d) Sequência de execução da técnica

1. Desligar as chaves CC dos inversores
2. Abrir o QDI, com a chave de quadro;
3. Desligar todos os disjuntores dos inversores presentes no quadro;

4. Desligar o disjuntor geral da usina;
5. Utilizar o dispositivo de bloqueio no disjuntor geral do QDI;
6. Inspecionar os módulos quanto a existência de danos que podem representar risco de choque elétrico;
7. Posicionar de forma segura junto aos módulos;
8. Molhar a superfície dos módulos FV com água em baixa pressão;
9. Usar um rodo de borracha macia, ou silicone, para a retirada da camada espessa de sujeira;
10. Empregar um pano, tipo flanela, esponja ou vassoura/escova macia, com agente de limpeza suave diluído em água, para remoção da camada impregnada de sujeira;
11. Utilizar um pano, tipo flanela, seco para o acabamento;
12. Realizar inspeção visual após a limpeza para certificar se os módulos estão limpos, sem manchas, depósito de fuligem, riscos ou rachaduras em sua superfície;
13. Conferir se as estruturas de suporte dos módulos estão inclinadas ou dobradas;
14. Verificar se os conectores dos módulos estão bem conectados;
15. Religar a chave CC dos inversores;
16. Retirar o dispositivo de bloqueio do disjuntor geral do QDI;
17. Religar o disjuntor geral e demais disjuntores dos inversores no QDI;
18. Fechar o QDI;
19. Certificar-se de que o SFCR retorne a sua operação normal;
20. Preencher o registro de limpeza dos módulos fotovoltaicos do sistema, conforme modelo apresentado no Apêndice D.

e) Periodicidade para realização da limpeza dos módulos

Recomenda-se avaliar medidas para promover a limpeza regular dos módulos, em situações onde a obstrução pode ser um problema, considerando as instruções fornecidas pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos (ABNT NBR 16.690, 2019).

Segundo Moscardini Júnior (2018), a limpeza dos módulos solares deve ser realizada quando for detectada queda significativa na geração de energia. Caso o SFV estiver instalado em ambiente muito empoeirado, recomenda-se limpar os módulos fotovoltaicos mais frequentemente, pois períodos muito longos sem limpeza podem prejudicar significativamente o desempenho do sistema (RISEN ENERGY, 2020).

➢ *Materiais, equipamentos e ferramentas utilizados*

Em função da inexistência de ponto de água ao nível dos módulos, foi necessária a utilização de bomba de água pressurizada, atendendo ao limite de pressão recomendado. Outros materiais empregados na limpeza, foram:

- Equipamentos de proteção individual (EPI's)
- Chaves para abrir o QDI e inversores;
- Dispositivo de bloqueio para disjuntores;
- Escada e plataforma (andaime) para acesso ao sistema;
- Cabo extensor telescópio (*skimmer*) para vassouras e rodos;
- Água com baixa pressão (<4 Mpa);
- Rodo de borracha macia ou silicone;
- Pano, tipo flanela, esponjas ou escova macia;
- Agente de limpeza ecológico suave.

A Figura 31, evidencia alguns dos materiais e equipamentos usados para limpeza da usina fotovoltaica do campus do IFMG Betim.

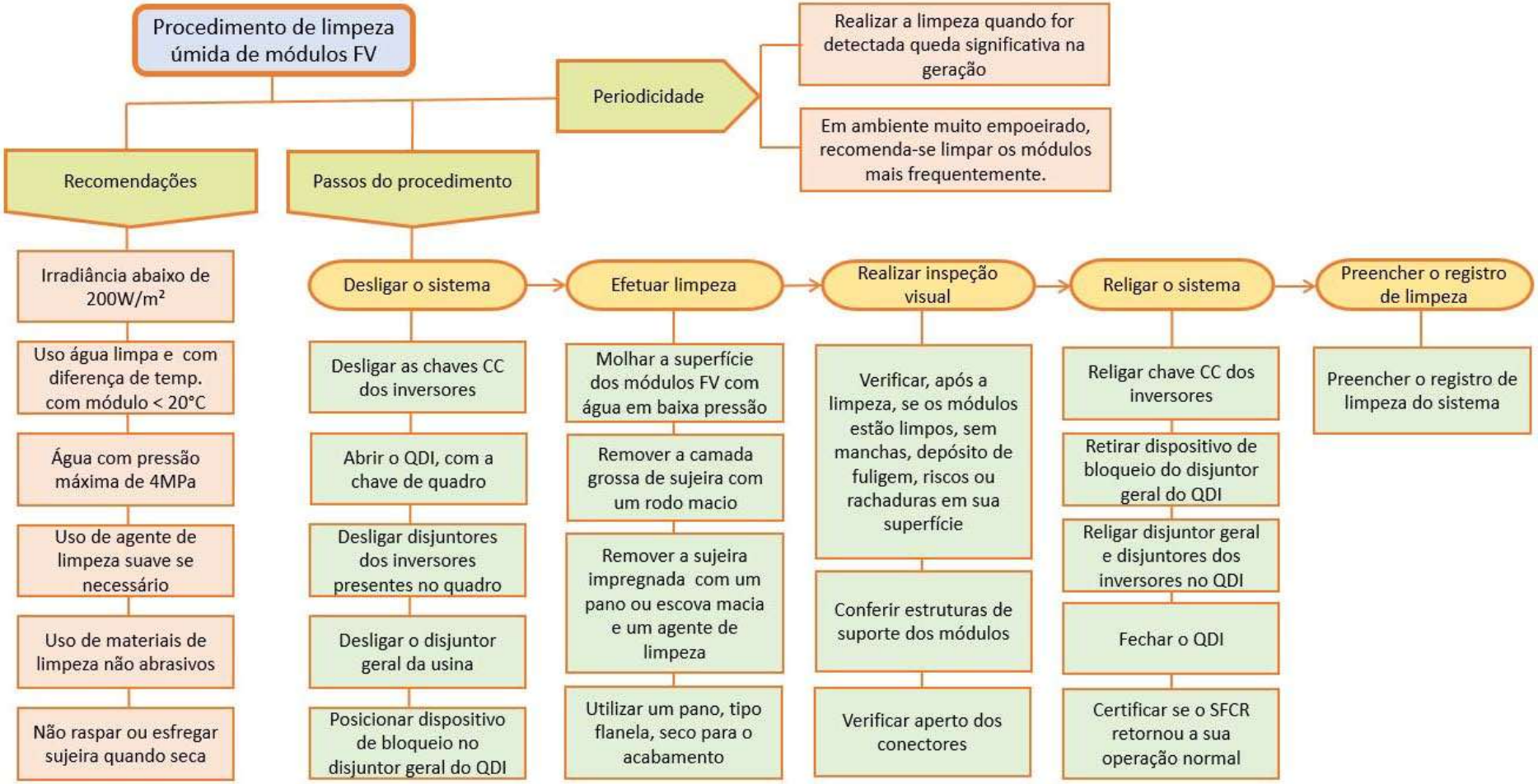
Figura 31 - Materiais e equipamentos utilizados no procedimento de limpeza dos módulos (vassoura de cerdas macias, rodos, balde, esponjas, luvas, bomba de água pressurizada e panos tipo flanela)

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

➢ *Detalhamento do procedimento de limpeza úmida dos módulos*

O procedimento de limpeza úmida dos módulos está detalhado no esquema apresentado na Figura 32, apresentando as recomendações necessárias, a periodicidade, bem como, os passos necessários para realização do procedimento.

Figura 32 - Detalhamento do procedimento de limpeza úmida de módulos FV



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Diretrizes para realização do procedimento de limpeza dos inversores e QDI's

Em algumas situações ocorre a entrada de insetos ou pequenos roedores nos quadros de distribuição (QDI's) e nas aletas de refrigeração dos inversores, além do acúmulo de excrementos de pássaros, tornando necessária sua limpeza para manter o bom estado de conservação. Desta forma, recomenda-se que tal procedimento seja realizado anualmente ou nas situações de reparo e substituição desses equipamentos ou de seus componentes (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

Para minimizar os riscos de choque elétrico, a limpeza dos inversores e QDI's deve ser realizada com o SFCR completamente desligado, seguindo as mesmas orientações de segurança descritas no procedimento de limpeza dos módulos, assim como o emprego de mão de obra capacitada e atendimento às normas aplicáveis.

- *Descrição da técnica*

a) Tipo de técnica utilizada

Nesta técnica a sujeira dos QDI's e inversores deve ser removida manualmente, com o uso de esponja, pincel e pano macio.

b) Condições de contorno (ambientais e climáticas)

A atividade deve ser realizada preferencialmente ao amanhecer ou ao entardecer quando a produção de energia é pouco afetada. Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob descargas atmosféricas (MOSCARDINI JÚNIOR, 2018).

c) Sequência de execução da técnica

Após realizar o desligamento do SFCR, conforme já apresentado no procedimento de limpeza dos módulos, deve-se realizar a limpeza do QDI utilizando um pincel macio para a remoção da sujeira. Em seguida, deve ser realizada a limpeza da carenagem dos inversores, com o uso de esponjas levemente umedecidas e um pano macio para secar. Por fim, o sistema deve ser religado, seguindo as orientações já apresentadas, assegurando-se da retomada do seu funcionamento normal.

d) Materiais, equipamentos e ferramentas utilizados

- Equipamentos de proteção individual (EPIs)
- Chaves para abrir o QDI e inversores;
- Dispositivo de bloqueio para disjuntores;
- Pincel macio;
- Esponja macia;
- Pano seco, tipo flanela.

4.3.3. Diretrizes para cálculo estimado da perda de geração por sujidade dos módulos FV

Na pesquisa teórica foram observados vários estudos sobre perdas de geração por acúmulo de sujidades, avaliando a produtividade de módulos FV, sendo comuns a comparação de gráficos de geração de energia (SOARES JÚNIOR et al., 2018), de dados dos sistemas de monitoramento (REZENDE e ZILLES, 2018), além dos parâmetros elétricos obtidos pela Curva IV, para os módulos sujos e limpos (COSTA et al., 2018; BRAGA et al., 2018; HICKEL, 2017).

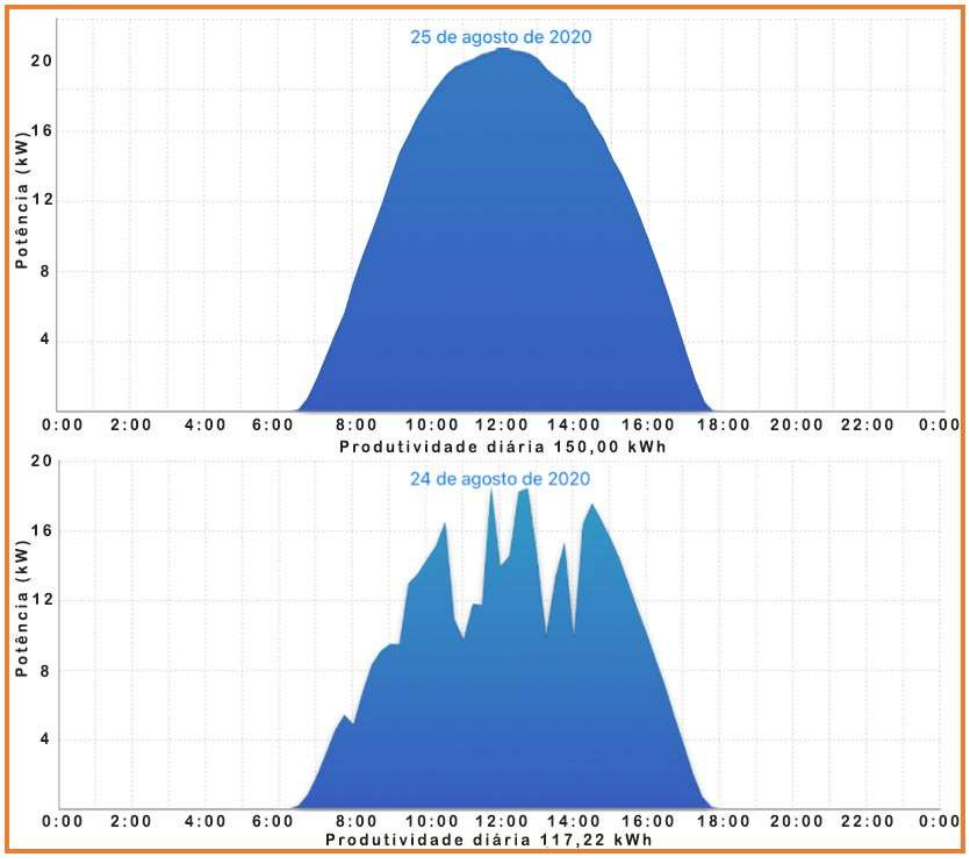
A proposta apresentada para identificação da perda de geração, teve como objeto de análise o SFCR de Betim. Nesse sistema foram verificados os dados de geração após um período de quinze dias a partir da data de realização da limpeza do sistema, realizada no dia 12/08/2020. Esse prazo faz-se necessário para obtenção do valor da média de energia gerada, com os módulos limpos, usada na análise.

O percentual de perda de geração devido à sujidade dos módulos fotovoltaicos foi obtido comparando-se a média dos três maiores valores diários de geração, da quinzena anterior à data de limpeza do sistema, com a média dos três maiores valores diários de geração, da quinzena posterior a limpeza. Dessa forma, o período definido para análise, não excedeu o intervalo equivalente a um mês (31 dias), evitando inconsistências causadas por variações climáticas e de radiação solar significativas durante os meses do ano.

O cálculo teve como base a diferença entre o valor da geração obtido pelos módulos sem sujidades, em dias de céu limpo (considerados como percentual de geração 100%) e o valor de geração obtido pelos módulos sujos, também em dias de céu limpo. A escolha dos valores mais altos de geração diária, que normalmente geram gráficos em formato de “sino” (dias de céu limpo), objetivou eliminar as interferências relacionadas à nebulosidade, que impactam na geração e são

claramente identificadas na forma mais fragmentada dos gráficos gerados em dias com maior incidência de nuvens, que costumam apresentar menor geração de energia, Figura 33.

Figura 33 - Gráficos com valores de geração do SFV em dias de céu limpo (superior) e com nebulosidade (inferior), após a limpeza dos módulos.



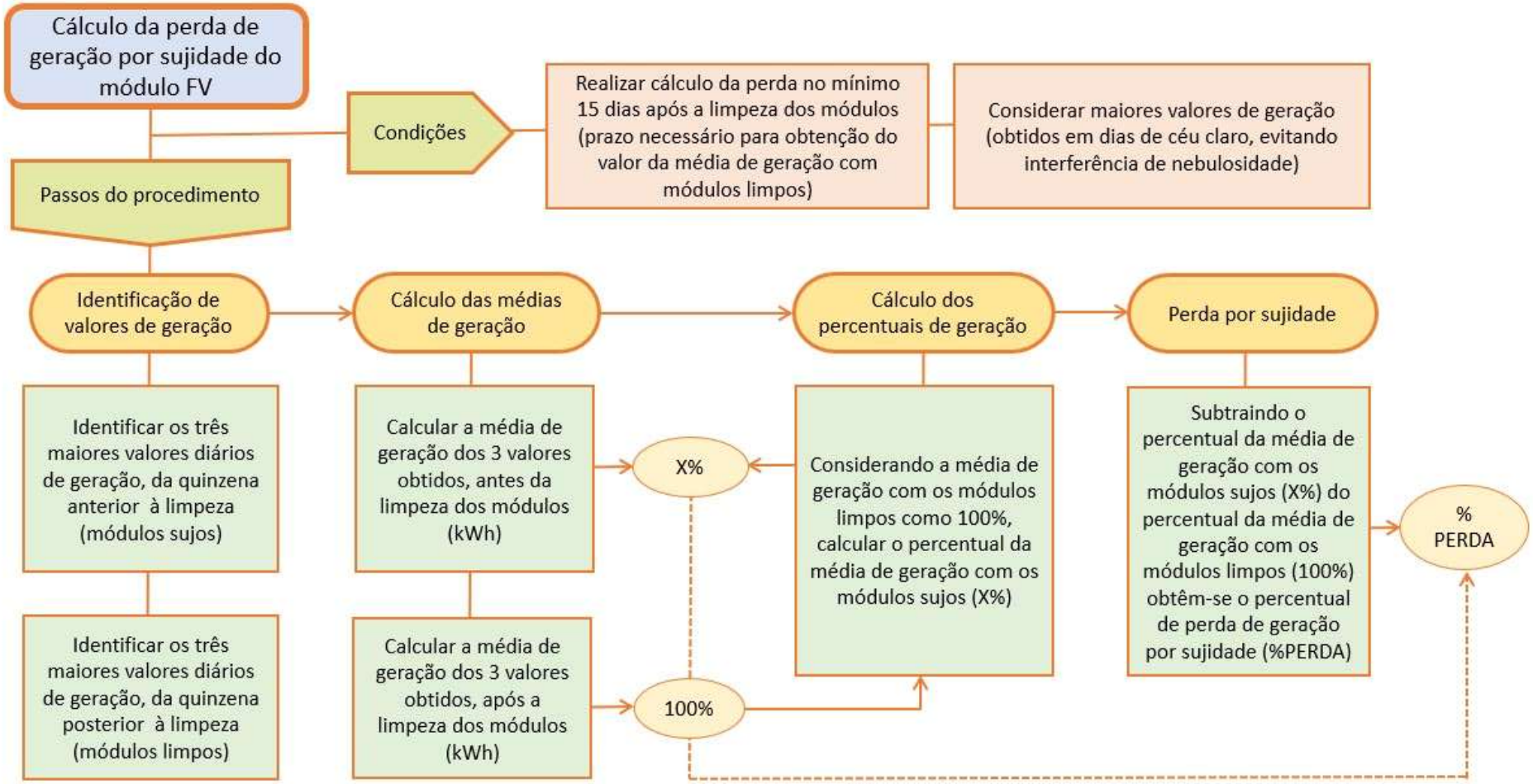
Fonte: (SUNNY PORTAL, 2020)

O uso do valor médio dos dias de maior desempenho do sistema, visou, ainda, minimizar as variações climáticas pontuais dentro do período analisado, em especial relacionadas à irradiância solar e à temperatura ambiente, que poderiam deturpar a análise específica do impacto da sujidade sobre a geração fotovoltaica.

➢ *Detalhamento do cálculo estimado da perda de geração por sujidade do módulo FV*

O cálculo estimado da perda de geração por depósito de sujidades na superfície do módulo fotovoltaico está detalhado no esquema apresentado na Figura 34, apresentando os passos do procedimento e as condições para sua realização.

Figura 34 - Detalhamento do cálculo estimado da perda de geração por sujidade do módulo FV



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.3.4. Diretrizes para medição de parâmetros elétricos por meio da Curva IV de módulos FV.

Esta proposta para execução da técnica de obtenção da curva IV em sistemas fotovoltaicos, visa sistematizar esse procedimento que é de grande importância na O&M de SFCR. A medição dos parâmetros elétricos do sistema FV, com o uso do traçador de curva IV, compõe a atividade de inspeção física, presente na manutenção preventiva da usina solar e representa um recurso valioso para identificação de falhas, bem como cálculo de perdas de energia devido ao sombreamento e sujidade ou, ainda, em função de sobreaquecimento do sistema.

A validação em campo dessa proposta de verificação de curva IV foi inviabilizada em função das limitações impostas pela pandemia de Covid 19 (coronavírus), que impediu a disponibilização de equipamento e equipe técnica para efetivação do procedimento.

Entende-se, contudo, que a proposta teórica do método para realização desta atividade, traz contribuições ao processo de operação e manutenção dos SFCR.

A título de validação da proposta, buscou-se referências de situações análogas às pretendidas na aplicação do método, de modo a possibilitar a visualização de resultados similares aos que seriam obtidos com a aplicação da proposta, conforme apresentado no item 4.4.5. desse trabalho.

Qualificação profissional

Recomenda-se que os profissionais responsáveis pelo procedimento de verificação da curva IV em arranjos fotovoltaicos sejam qualificados conforme a ABNT NBR NM ISSO 9.712 (2014), *Ensaios não destrutivos – Qualificação de pessoal em END*, ou outra norma reconhecida.

Descrição da técnica

➢ *Normas aplicáveis*

- ABNT NBR 16.274 (2014), Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

- Norma Internacional IEC 60904-1 (2006), Dispositivos fotovoltaicos - Parte 1: Medição das características de corrente-tensão fotovoltaica, que define os procedimentos para medições de curvas IV, como valores mínimos de irradiância, calibração e posicionamento dos sensores e como realizar a medição.
- Norma Mercosur NM ISSO 9.712:2014 – Ensaios não destrutivos – Qualificação de pessoal em END (ISSO 9.712:2012, IDT) – Segunda edição 30/01/2014.
- Uso equipamentos de proteção individual (EPI's) necessários para essa atividade conforme as NR 6, NR 10 e NR 35;

Demais normas aplicáveis à O&M de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) estão apresentadas no Apêndice C.

➢ *Tipo de técnica proposta*

A técnica proposta foi o procedimento para obtenção da curva IV em arranjos fotovoltaicos em campo por meio do uso de traçador de curva IV portátil com sensores de irradiância e temperatura integrados.

➢ *Condições de contorno (ambientais e climáticas)*

O processo de medição da curva IV em módulos fotovoltaicos é definido para condições padrão de teste, chamadas *STC* (*Standard Test Conditions), que* são os padrões da indústria solar para as condições em que um módulo solar é testado. As condições padrão de teste referem-se à temperatura da célula, irradiação e massa de ar. A temperatura da célula FV deve estar a 25°C, independente da temperatura do ambiente; a irradiação solar deve ser de 1000 W/m², referindo-se à quantidade de energia que incide sobre uma área específica em um determinado momento; e o conteúdo espectral da irradiância equivalente a massa de ar deve ser de 1,5 (RUVIARO et al., 2018). Tais condições não são normalmente reproduzidas simultaneamente nos ambientes onde se realiza o procedimento, desta forma, para medições em campo são aplicados modelos matemáticos, pelo traçador, para correção dos valores medidos para valores em *STC*, gerando dessa forma algum tipo de incerteza (HICKEL et al., 2016).

Segundo a ABNT NBR 16.274 (2014) as medições da potência de séries e arranjos FV devem ser efetuadas em condições de irradiância de pelo menos 700 W/m², medida no plano dos módulos FV. No entanto, sempre que possível, deve-se

realizar as medições com valores de irradiância próximos a 1000 W/m², diminuindo, assim, as incertezas relativas à correção dos valores medidos para as condições padrão de teste, STC (*Standard Test Conditions*) (HICKEL et al., 2016).

A obtenção da curva IV deve ser realizada em um horário do dia em que a luz do Sol esteja incidindo diretamente sobre o arranjo fotovoltaico (com ângulo de incidência não superior a 22,5°).

➢ <u>*Condições operacionais necessárias*</u>

- Antes do início de um ensaio de curva IV, deve-se verificar se as características nominais de tensão e de corrente do traçador de curva IV são apropriadas para a tensão e a corrente do circuito em ensaio, respectivamente (ABNT NBR 16.274, 2014)
- Os módulos fotovoltaicos em ensaio devem ser isolados e conectados ao traçador de curva IV. Se a finalidade do registro for apenas obter valores de V_{OC} e de I_{SC}, então não há exigências para verificar a irradiância ou a temperatura de costa de célula (ABNT NBR 16.274, 2014).
- As aquisições em situações distintas dos sistemas (sujos e limpos, por exemplo) devem ser feitas com os mesmos equipamentos (traçador IV e célula de referência), nas mesmas condições e sofrerem as mesmas correções de medições (HICKEL, 2017).
- Recomenda-se o uso de um traçador capaz de medir os parâmetros elétricos de todo o módulo FV, assim como das *strings* em separado. Caso perceba-se algum problema na característica IV de uma das fileiras, deve-se obter a curva dos módulos desta fileira individualmente, no intuito de identificar módulos com defeito (PINHO e GALDINO, 2014).
- Sempre que uma célula de referência para medição de irradiância é utilizada, essa deve ser de tecnologia semelhante às da célula do arranjo FV em ensaio (ABNT NBR 16.274, 2014).
- Obtenção dos valores de irradiância e temperatura dos módulos deve ocorrer no mesmo instante da caracterização das curvas IV, com objetivo de controlar as variáveis ambientais, bem como para possibilitar posterior correção dos valores para as condições padrão de teste STC (HICKEL, 2017).

- Obter medidas de temperatura dos módulos FV, empregando método adequado e sensores de boa precisão (HICKEL et al., 2016).
- Antes de realizar a medição da curva IV do arranjo fotovoltaico é importante efetuar as verificações e os ajustes necessários no equipamento, para fazer com que ele tenha o desempenho compatível com o seu uso, certificando-se, ainda, que o traçador se encontra calibrado.

➢ *Sequência de execução da técnica*

A verificação da curva IV atende, normalmente, uma necessidade de identificação de falhas ou cálculo de perdas de energia no sistema em função de sombreamento, sujidade ou sobreaquecimento. Dessa foram um importante passo para o início da técnica é a seleção de módulos, séries (*strings)* ou arranjos a serem inspecionados. Essa seleção pode ser efetuada como base em verificações termográficas (identificações de problemas térmicos, como pontos quentes), inspeções visuais (deposição de sujidade, sombreamento ou danos aparentes nos módulos), monitoramento de geração (desempenho abaixo do esperado) etc., que de alguma forma indicam possíveis itens do sistema FV com problemas. Normalmente, são realizadas duas aquisições distintas (curva IV de módulos com e sem falhas), para relacioná-las entre si.

Após a definição do(s) componente(s) a serem inspecionados deve-se realizar a técnica para obtenção da curva IV, conforme informações da ABNT NBR 16.274, (2014) e SOLARPOWER EUROPE (2019), dentre outras, para realização da sequência de procedimentos necessários:

1. Certificar-se do uso de EPIs necessários
2. Definir os componentes a serem verificados
3. Isolar o módulo, série ou o arranjo fotovoltaico, em ensaio, e efetuar conexão com o traçador de curva IV;
4. Programar o traçador de curva IV com as características, o tipo e a quantidade de módulos FV presentes no ensaio;
5. Configurar e montar o medidor de irradiância associado ao traçador no mesmo plano e orientação dos módulos, sem a interferência de sombras localizadas;

6. Para situações com o uso de termopar para obtenção de temperatura da célula, este deve ser bem fixado na parte posterior do módulo FV e no centro de uma de suas células;
7. Checar se as características térmicas do módulo estão sendo corretamente introduzidas no traçador de curva IV, por meio do sensor de temperatura;
8. Verificar o nível de irradiância, assegurando que seja superior a 700 W/m² no plano do arranjo FV e que a incidência de radiação solar esteja na direção normal ao plano do arranjo FV, com tolerância de 22,5°;
9. Ao perceber uma radiação estável no visor do traçador, deve ser realizado o teste;
10. Após a conclusão do ensaio, certificar se o valor de máxima potência foi corrigido para as condições padrão de teste STC, comparando-o com o valor nominal do módulo do arranjo fotovoltaico em ensaio. O valor obtido deve estar dento da tolerância de potência indicada para os módulos;
11. Caso desvios na curva IV sejam observados, recomenda-se que uma nova verificação seja realizada para assegurar que a diferença entre a forma da curva medida e a prevista não tenha ocorrido em função de erros de medição, problemas de configuração do equipamento ou dados dos módulos/série fotovoltaica inseridos incorretamente no traçador IV;
12. Repetir o processo de obtenção da curva IV para os demais módulo, série ou o arranjo fotovoltaico a serem analisados;
13. Transferência dos dados para uma unidade de armazenamento externa;
14. Interpretação das formas das curvas IV, para identificação de possíveis falhas no SFCR.
15. Preenchimento do relatório do procedimento de verificação de curva IV.

Para verificações em sistemas comprometidos pela sujidade, recomenda-se, após a obtenção da curva IV com os módulos sujos, efetuar procedimento de limpeza e posteriormente realizar nova aquisição da curva IV com os módulos limpos. Dessa forma é possível calcular o índice de perda de desempenho do sistema fotovoltaico causado pela sujeira, por meio da relação entre os valores de potência máxima ou de pico (P_{MP}), obtidos nos dois registros (HICKEL, 2017).

- *Periodicidade da execução da técnica*

O procedimento para verificação da curva IV em arranjos fotovoltaicos deve ser realizado sempre que forem observadas perdas no desempenho do SFCR associadas a anomalias térmicas, bem como em função de sombreamento e sujidade sobre os módulos. Recomenda-se, também, a medição da curva IV, nas ocasiões de reparo ou substituição de módulos fotovoltaicos, além de situações que necessite da obtenção dos parâmetros elétricos do sistema ou de análise de desempenho.

➢ *Equipamentos a serem utilizados*

Uma configuração típica de medição de curva IV ao ar livre consiste em um traçador de curva IV portátil, que em combinação com um sensor de irradiância (normalmente uma célula de referência) e um sensor de temperatura (termopar a ser fixado na superfície posterior do módulo sob teste), são usados para medir o comportamento elétrico em arranjos fotovoltaicos (HICKEL, 2017; SOLARPOWER EUROPE, 2019).

A Figura 35, apresenta um modelo de traçador de curva IV portátil e um sensor de irradiância (célula de referência).

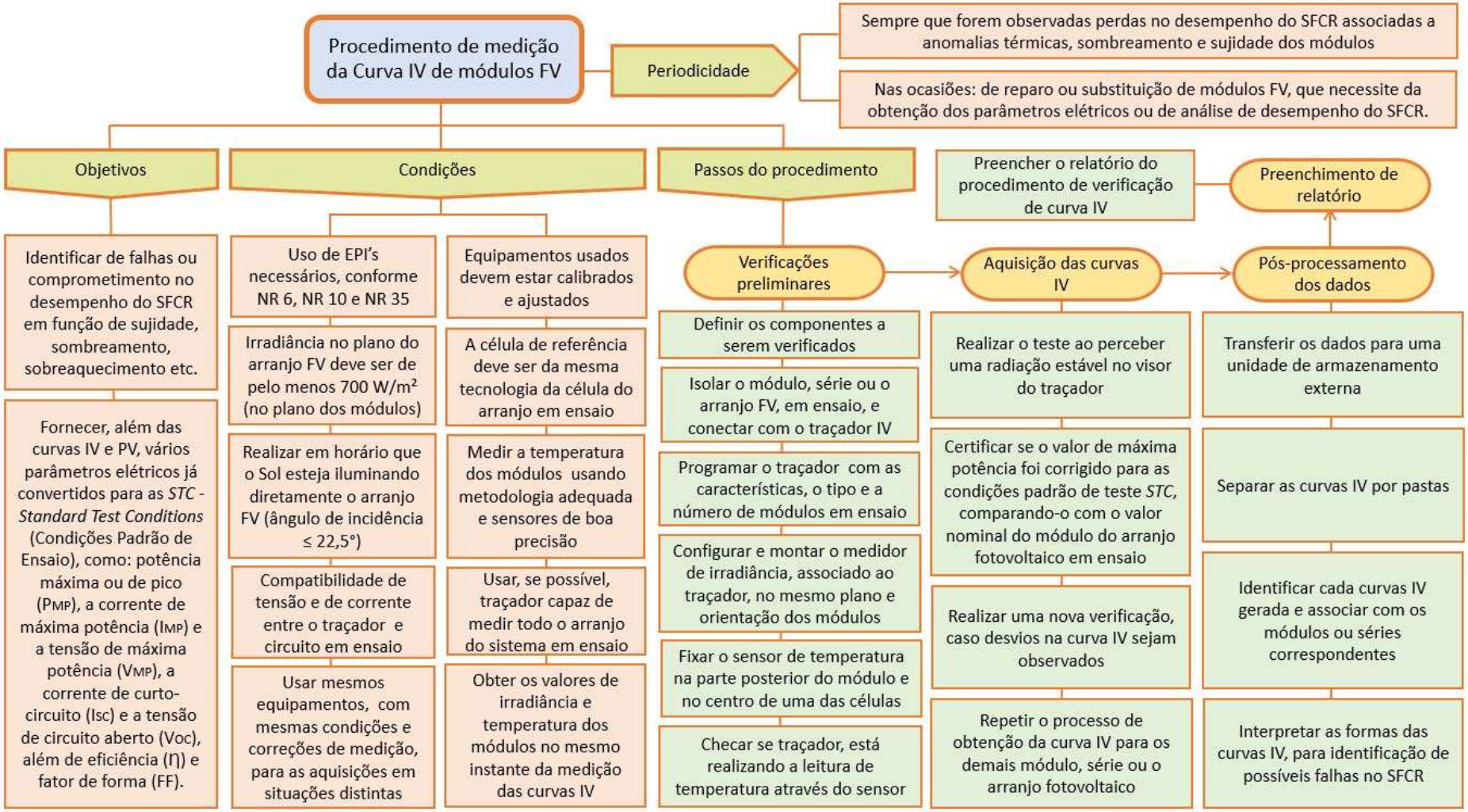
Figura 35 – Traçador de Curva IV (a) e célula de referência (b)

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

➢ *Detalhamento do procedimento de medição de Curva IV de módulos FV*

O procedimento para medição da Curva IV em módulos/séries de SFCR está detalhado no esquema apresentado na Figura 36, apresentando objetivos, condições, periodicidade e passos do procedimento.

Figura 36 - Detalhamento do procedimento para medição da Curva IV de módulos/séries de SFCR



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

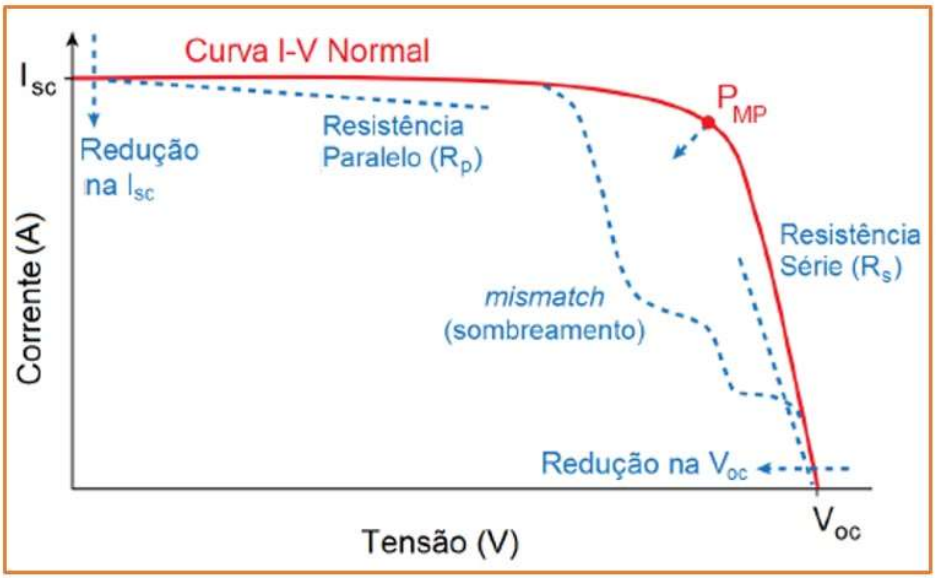
Critérios de análise

➢ *Interpretação das formas de curvas IV*

Ocorrendo qualquer desvio no registro da curva IV prevista, sua forma deve ser estudada, pois pode sinalizar falhas significativas no arranjo fotovoltaico.

A análise visual do formato da curva IV permite identificar diversas anomalias em células/módulos. A Figura 37 resume cinco irregularidades na curva de um módulo fotovoltaico que devem ser observadas.

Figura 37 – Anomalias na curva IV de um módulo fotovoltaico



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Informações sobre como interpretar os desvios de uma curva IV estão contidas no Anexo C da ABNT NBR 16.274 (2014), que discorre sobre variações na forma da curva IV, como: variações de corrente, declive mais acentuado, degraus na curva, declive menos acentuado e variação de tenção de circuito aberto. Estas diferenças na forma da curva podem ocorrer separadamente ou em combinação.

Em SFCR com múltiplas séries idênticas, verificadas em condições de irradiância estáveis, deve ser feita a sobreposição das curvas IV, obtidas individualmente por série, para comparação, pois elas devem possuir formas semelhantes (ABNT NBR 16.274, 2014).

Um recurso utilizado para quantificar a perda de desempenho de um SFCR pela sujeira é o índice obtido utilizando valores medidos de potência máxima ou de pico (P_{MP}). O cálculo desse índice é efetuado por meio da seguinte equação, apresentada por Hickel (2017):

$$GP\ (\%) = \frac{P_{Limpo} - P_{Sujo}}{P_{Limpo}} \qquad (4)$$

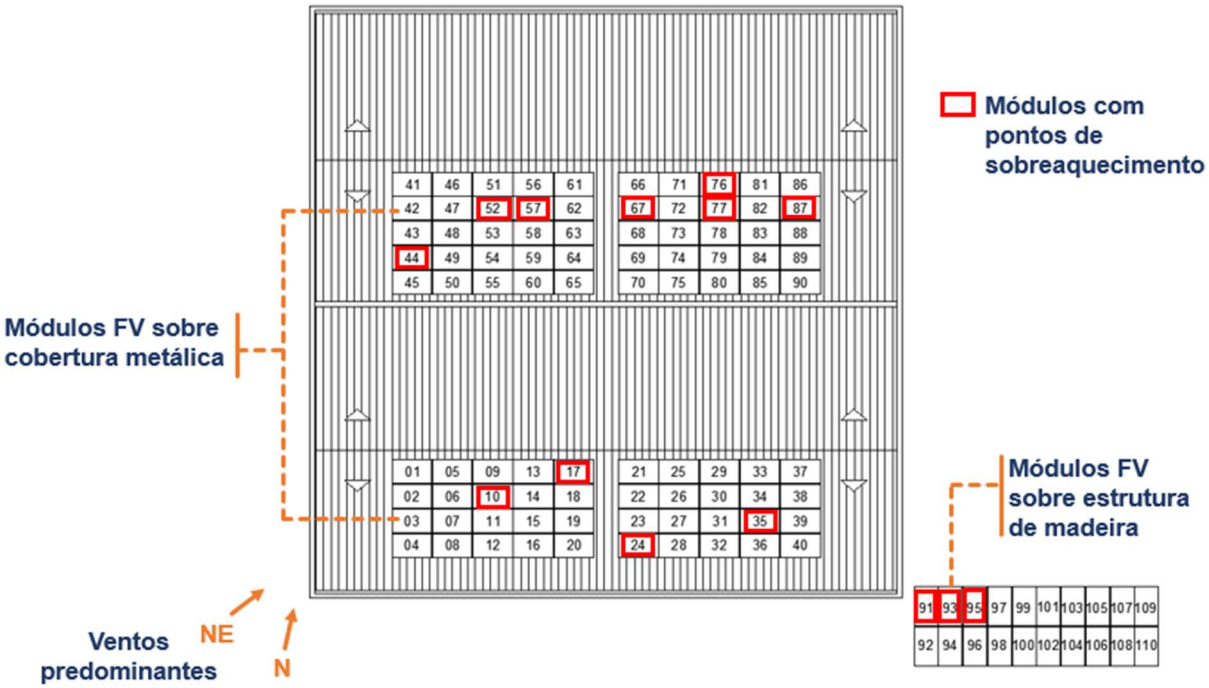
Onde GP representa o ganho de potência percentual, P_{Limpo} é o valor de potência no ponto de potência máxima do sistema FV limpo, e P_{Sujo} representa o ponto de potência máxima do sistema FV sujo.

4.4. Validação de procedimentos e do cálculo de perda de geração efetuados com base nas diretrizes propostas

4.4.1. Inspeção termográfica qualitativa do SFCR do campus do IFMG Betim

No SFCR do campus do IFMG Betim foram inspecionados um total de 110 módulos FV, sendo 90 pela parte frontal (módulos sobre a cobertura metálica) e 20 pela superfície posterior (módulos sobre a estrutura de madeira), onde constatou-se que 14 módulos (12,7%) apresentaram sobreaquecimento que indicam potenciais problemas, conforme Figura 38.

Figura 38 – Pontos quentes (*hot spots*) identificados no arranjo da usina fotovoltaica do Campus do IFMG Betim



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Dois pontos de sombreamento recorrente foram observados, Figura 39, em módulos localizados sobre a estrutura de madeira (módulos 91, 93 e 95). O edifício adjacente e um poste de iluminação próximo ao local geram diariamente, no início da

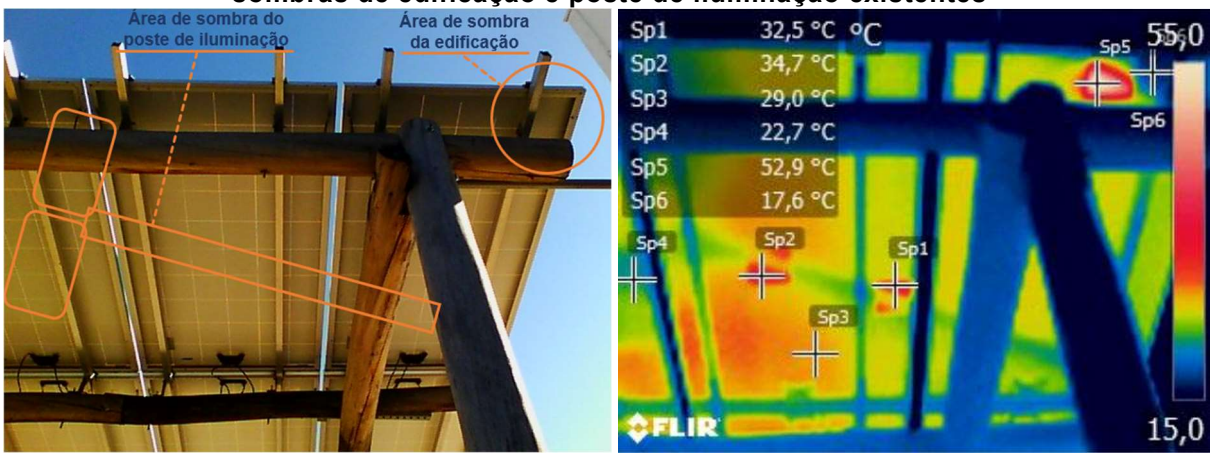
manhã, projeções de sombras nesses módulos, propensas à formação de pontos quentes.

Figura 39 - Módulos FV sobre estrutura de madeira com presença de sombreamento gerado pela edificação e poste de iluminação existentes

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Neste local, por meio do imageamento termográfico realizado, foram observadas variações acentuadas de temperatura, Figura 40, que acompanharam a movimentação da sombra até o momento em que ela deixou de incidir sobre os módulos.

Figura 40 - Módulos FV com presença de pontos quentes em função da projeção de sombras de edificação e poste de iluminação existentes



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

A inspeção termográfica, realizada após a limpeza, por ter sido realizada em momento sem a interferência do sombreamento, projetado pelo edifício e poste

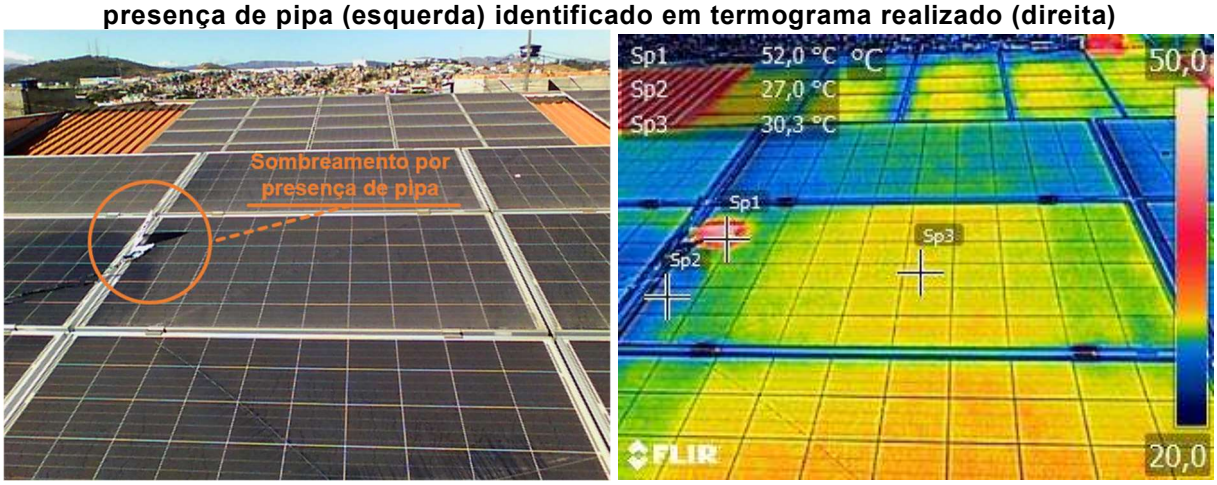
elétrico, não registrou pontos de sobreaquecimento nos módulos sombreados no início da manhã, Figura 41.

Figura 41 – Termogramas dos módulos 91 (esquerda) e 93 (direita) sem pontos quentes, em função da ausência de sombreamento no momento da inspeção termográfica

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Outro local em que se identificou ponto quente, por meio do termograma obtido, foi no módulo 10, sobre a cobertura metálica, devido ao sombreamento gerado pela presença de uma pipa, Figura 42. Após a limpeza promovida no sistema, com a retirada do elemento sobreposto ao módulo, percebeu-se que o ponto quente foi eliminado.

Figura 42 - Módulo FV com presença de ponto quente gerado devido a sombreamento por presença de pipa (esquerda) identificado em termograma realizado (direita)

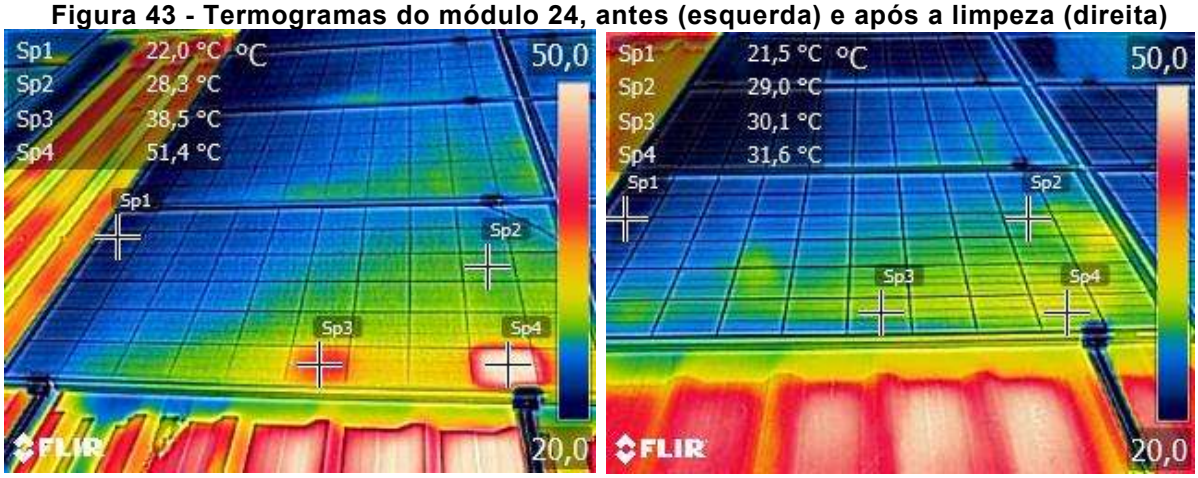


Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Os demais pontos de sobreaquecimento identificados (módulos 17, 24, 35, 44, 52, 57, 67, 76, 77 e 87), estão localizados em células fotovoltaicas da porção inferior dos módulos FV. Esta evidência pode estar relacionada com o sombreamento heterogêneo dos módulos, em função do maior acúmulo de sujidades, carregadas por águas de chuvas, para as bordas inferiores dos módulos. A limpeza do sistema, também contribuiu para solucionar tais problemas, conforme evidenciado na Figura

43. Essa imagem, do módulo 24, mostra pontos quentes (Sp3 e Sp4), no termograma à esquerda, que após o procedimento de limpeza realizado nos módulos, tiveram suas temperaturas reduzidas consideravelmente (Sp3 e Sp4), como observado na imagem térmica à direita, descaracterizando os pontos de sobreaquecimento.

Figura 43 - Termogramas do módulo 24, antes (esquerda) e após a limpeza (direita)



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

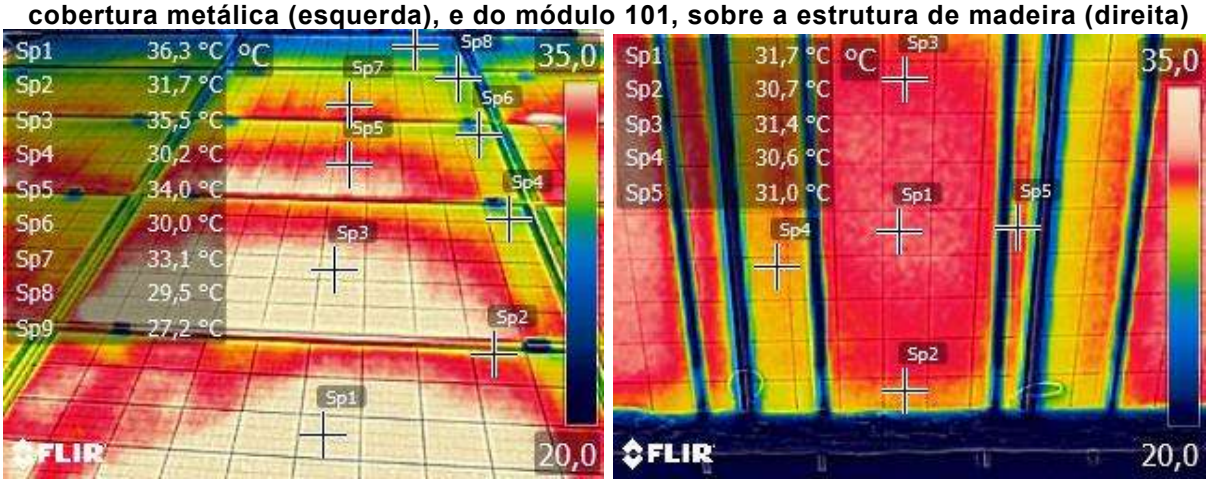
A Figura 43 mostra, ainda, a influência da ventilação natural dos módulos em sua temperatura de operação. Os módulos sujeitos a uma maior ação dos ventos predominantes locais (N e NE), como os observados na imagem apresentada (módulos 22, 23 e 24), demonstram, claramente, regiões menos quentes (ponto Sp1), assim como em outros módulos posicionados nas extremidades do arranjo fotovoltaico.

Comparando as imagens térmicas, os padrões de distribuição e os níveis de temperatura nos módulos localizados sobre a cobertura metálica e os da estrutura de madeira, fica evidente a influência no modo de instalação na distribuição térmica.

Nos módulos instalados diretamente sobre a cobertura metálica, com pouca ventilação e dificuldade de dissipação do calor, percebeu-se que as áreas próximas às suas bordas são normalmente menos aquecidas do que a sua parte central, onde percebeu-se maior concentração de calor. Já os módulos sobre a estrutura de madeira, por estarem mais ventilados, não demonstram variações tão expressivas, entre as temperaturas das bordas e do centro dos módulos. Essas variações de temperatura em função do tipo de instalação estão apresentadas na Figura 44. Tal realidade permitiu constatar que, desconsiderando os pontos quentes, a distribuição das temperaturas dos módulos sobre a estrutura de madeira, em função da ventilação, permaneceu mais uniforme e, em geral, menores que as temperaturas alcançadas pelos módulos localizados na cobertura metálica, que tiveram variações de

temperatura mais acentuadas devido à concentração do calor e pouca ventilação. Importante considerar, também, as características térmicas dos materiais que compõe a estrutura de suporte dos arranjos FV (condutividade térmica, irradiação térmica etc.), que, no caso da cobertura de metal, favorecem a transferência de calor para os módulos FV, diferentemente da estrutura de madeira.

Figura 44 - Termograma compreendendo os módulos 46, 47, 48, 49 e 50, sobre a cobertura metálica (esquerda), e do módulo 101, sobre a estrutura de madeira (direita)



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Percebeu-se, ainda, que todos os pontos quentes identificados no arranjo fotovoltaico por meio da inspeção termográfica realizada antes da limpeza dos módulos, exceto os causados pelo sombreamento diário, de elementos fixos no entorno do sistema FV, foram totalmente eliminados após o procedimento de limpeza. Tal constatação indica como causa do sobreaquecimento, em questão, o sombreamento heterogêneo dos módulos FV, gerado por depósito de sujidades sobre suas superfícies.

4.4.2. Limpeza úmida dos módulos do SFCR do campus do IFMG Betim

A operação de limpeza dos módulos FV foi realizada no dia 12/08/2020, aproximadamente 10 meses após a última limpeza, realizada em 30/09/2019.

Antes do início da limpeza dos módulos, foi realizada uma inspeção visual de todo o sistema, para identificação de possíveis problemas. Além da observação de sujidades na superfície dos módulos, principalmente nas bordas inferiores dos mesmos, notou-se, também, a presença de pipas sobre os arranjos FV, Figura 45. Tal situação favorece o sombreamento parcial sobre os módulos fotovoltaicos,

possibilitando o surgimento de áreas sobreaquecidas e quedas na geração de energia.

Figura 45 - Módulos antes da limpeza, com deposição de sujidade não uniforme e presença de pipas sobre as superfícies

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

O processo de limpeza efetuado, seguiu os passos do roteiro apresentado, atendendo as orientações propostas e tomando as devidas precauções de segurança, como o desligamento prévio da usina e o uso de equipamentos de proteção individual (EPIs).

As Figuras 46 e 47, apresentam, respectivamente, o processo de limpeza dos arranjos fotovoltaicos localizados no o telhado do prédio de laboratórios do campus do IFMG Betim e sobre estrutura de madeira.

Figura 46 - Limpeza dos módulos sobre cobertura do prédio de laboratórios

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 47 - Limpeza dos módulos sobre estrutura de madeira

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

A partir a limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim, realizada em 12/08/2020, observou-se a eliminação da sujidade depositada sobre a superfície frontal dos módulos, bem como uma melhora significativa na geração do sistema, observada por meio da comparação das médias de geração com os módulos FV limpos e sujos. A Figura 48, monstra uma das *strings* do sistema após a limpeza dos geradores solares.

Figura 48 - Superfície dos módulos fotovoltaicos da usina antes (a) e após (b) a limpeza realizada em 12/08/20

(a) (b)

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.4.3. Limpeza dos inversores e QDI's do SFCR do campus do IFMG Betim

O procedimento de limpeza dos inversores e QDI's foi realizado no SFCR do campus do IFMG Betim, em 12/08/2020, Figura 49, seguindo as diretrizes apresentadas para execução da técnica, observando as orientações propostas e tomando as devidas precauções de segurança, como o desligamento prévio da usina e o uso de equipamentos de proteção individual (EPI's).

Figura 49 - Inspeção e limpeza do inversor da usina FV do Campus do IFMG Betim

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.4.4. Cálculos estimados das perdas de geração por sujidade do módulo FV

Após limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim em 12/08/2020

As médias de geração do SFCR com os módulos FV sujos, bem como, com eles totalmente limpos, presentes na Tabela 8, demonstram os valores de geração da usina do IFMG Betim, antes e após a limpeza dos módulos, indicando uma perda estimada na geração fotovoltaica, em função da sujidade depositada sobre a superfície dos mesmos, de 22,25%.

Tabela 8 - Impacto na geração fotovoltaica em função da limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim, realizada em 12/08/2020

Impacto na geração FV em função da limpeza dos módulos						
Campus	Campus IFMG Betim					
Período aproximado de acúmulo sujidade	desde 30/09/2019 (10,4 meses)					
Data da Limpeza	12/08/2020					
Condição dos módulos	Sujos			Limpos		
Data verificação geração	04/08/20	05/08/20	07/08/20	25/08/20	26/08/20	27/08/20
Maiores valores de geração da quinzena anterior e posterior à limpeza (kWh)	115,17 kWh	115,88 kWh	114,32 kWh	150,00 kWh	146,64 kWh	147,55 kWh
Média de geração	115,12 kWh			148,06 kWh		
Percentual geração (%)	77,75%			100%		
Perda por Sujidade (%)	22,25%					

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

A interferência da limpeza dos módulos FV na produção de energia em SFCR, também foi observada por meio da análise de geração, antes e após o procedimento de limpeza, em outras situações de limpezas das superfícies dos módulos, ocorridas no campus do IFMG Betim, em 30/09/19, e no campus do IFMG Congonhas, em 13/09/17, cujos dados de geração foram obtidos no *Sunny Portal*.

Após limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim em 30/09/2019

Os resultados da limpeza dos módulos FV do Campus do IFMG Betim, realizada em 30/09/2019, podem ser observados na Tabela 9, evidenciando uma perda de geração estimada de 14,43% devido à sujidade depositada sobre os mesmos. O procedimento de limpeza, assim como a análise da perda de geração, também seguiu os passos metodológicos propostos.

Tabela 9 - Impacto na geração fotovoltaica em função da limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Betim, realizada em 30/09/2019

Impacto na geração FV em função da limpeza dos módulos						
Campus	Campus IFMG Betim					
Período aproximado de acúmulo sujidade	desde 21/02/19 (7,3 meses)					
Data da Limpeza	30/09/2019					
Condição dos módulos	Sujos			Limpos		
Data verificação geração	16/09/19	17/09/19	24/09/19	01/10/19	14/10/19	15/10/19
Maiores valores de geração da quinzena anterior e posterior à limpeza (kWh)	124,53 kWh	115,76 kWh	123,07 kWh	144,38 kWh	141,22 kWh	139,03 kWh
Média de geração	121,12 kWh			141,54 kWh		
Percentual geração (%)	85,57%			100%		
Perda por Sujidade (%)	14,43%					

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Após limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Congonhas em 13/09/2017

Na Figura 50, é possível identificar, claramente, o incremento na geração de energia no campus de IFMG Congonhas, após a realização da limpeza dos módulos, ocorrida em 13/09/17.

Figura 50 – Produtividade diária da usina do campus IFMG Congonhas, referente ao mês de setembro de 2017

Fonte: (SUNNY PORTAL, 2020)

Na ocasião foi solicitada à empresa que implantou o SFCR, realização de operação de limpeza dos módulos, após identificação de acentuada baixa de geração de energia, devido ao acúmulo de pó de minério de ferro sobre as superfícies dos geradores solares, devido à concentração de mineradoras na região onde o sistema está instalado (SOUZA et al., 2018). A usina foi colocada em serviço em 04/08/16 e desde então não havia sido realizada nenhuma atividade de limpeza dos módulos.

Para análise da perda de geração em função da sujidade dos módulos na usina do IFMG Congonhas, também foram selecionados três dias de com pouca interferência de nebulosidade na geração, na quinzena anterior e após a limpeza, que permitiram o cálculo dos valores das médias de geração fotovoltaica e identificação de uma perda estimada na produção energia de 56,85% em função da sujidade, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Impacto na geração fotovoltaica em função da limpeza dos módulos do SFCR do IFMG Congonhas, realizada em 13/09/2017.

Impacto na geração FV em função da limpeza dos módulos						
Campus	Campus IFMG Congonhas					
Período aproximado de acúmulo sujidade	desde 04/08/2016 (13,3 meses)					
Data da Limpeza	13/09/2017					
Condição dos módulos	Sujos			Limpos		
Data verificação geração	29/08/17	31/08/17	02/09/17	14/09/17	16/09/17	18/09/17
Maiores valores de geração da quinzena anterior e posterior à limpeza (kWh)	49,25 kWh	48,03 kWh	48,01 kWh	111,15 kWh	113,02 kWh	112,56 kWh
Média de geração	48,43 kWh			112,24 kWh		
Percentual geração (%)	43,15%			100%		
Perda por Sujidade (%)	56,85%					

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.4.5. Expectativa de validação e contribuições do procedimento de medição de Curva IV de módulos/séries de SFCR

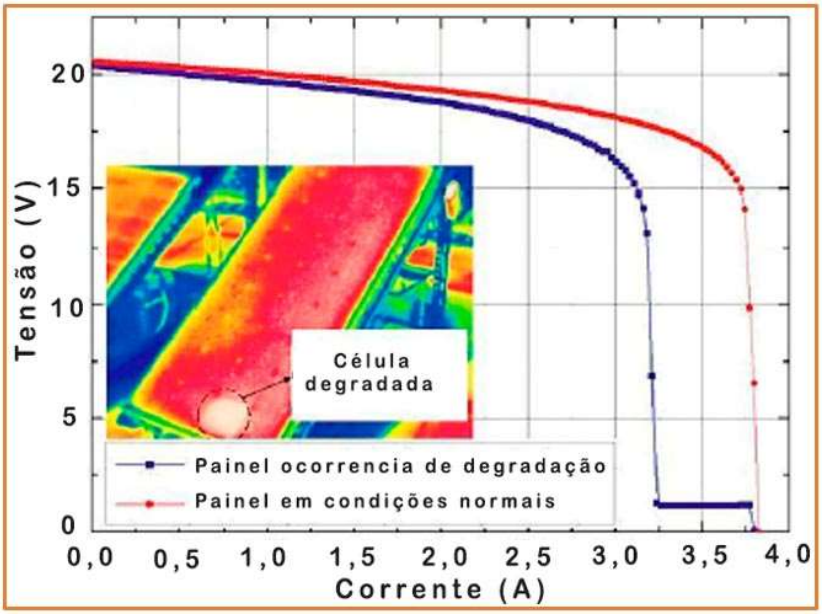
A medição dos parâmetros elétricos do SFCR do campus do IFMG de Betim, por meio da medição da Curva IV não foi viabilizada em função das limitações impostas pela pandemia de Covid 19 (coronavírus).

A atividade pretendida tinha em seu escopo a utilização de um traçador portátil da Marca HT, modelo I-V500W, com sensor de irradiância (célula de referência) e de temperatura (termopar) acoplados, pertencente ao laboratório LabTerm Termografia Científica da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. A medição da curva IV seria realizada por profissional capacitado, vinculado ao referido laboratório, e teria

como objeto de inspeção alguns módulos e *strings* fotovoltaicas do SFCR do campus do IFMG Betim, antes e após a limpeza do sistema. O critério de escolha dos módulos para verificação da curva IV teria como auxílio a análise de termogramas obtidos no sistema após inspeção termográfica. Desta forma, seria possível verificar eventuais módulos com presença de pontos quentes, devido ao sombreamento e/ou sujidades, bem como, módulos sem falhas aparentes, com base na verificação termográfica após limpeza dos geradores FV. Posteriormente seriam feitas as análises e comparações dos resultados obtidos.

Uma possível validação, em momento oportuno, do procedimento para obtenção da curva IV com base nas diretrizes propostas, possibilitará uma verificação análoga à mostrada por Cassini (2016), na qual é apresentada uma imagem termográfica infravermelha, de um módulo fotovoltaico onde uma de suas células solares, apresentou ponto de sobreaquecimento devido à existência de sombreamento. As respectivas curvas IV, apresentadas na Figura 51, exemplificam de forma comparativa os seus comportamentos característicos em módulos fotovoltaicos com e sem falha. O resultado observado é a perda na produção de energia elétrica e consequente redução da vida útil do módulo fotovoltaico.

Figura 51 - Comportamento das curvas IV em módulos com e sem falha

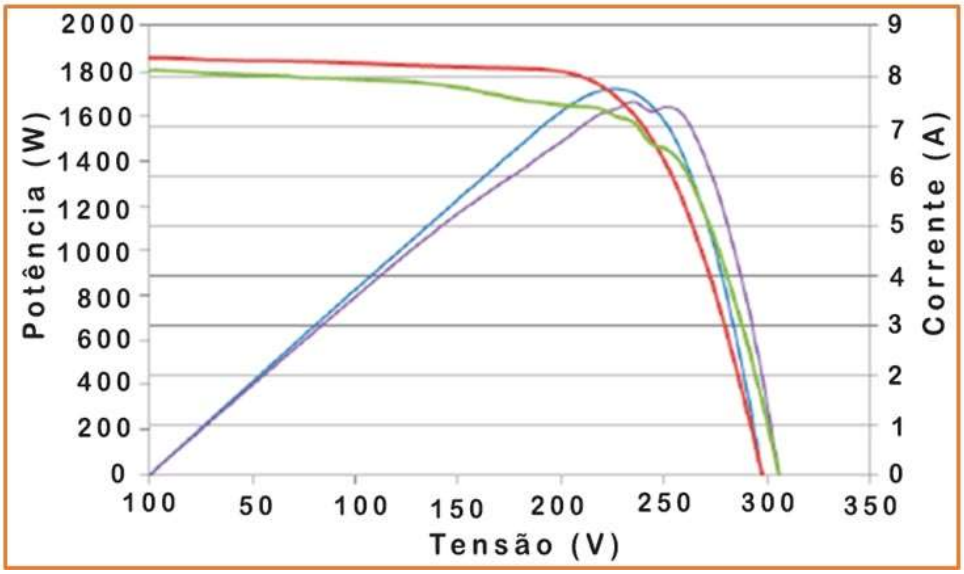


Fonte: (LEE et al., 2014 apud CASSINI, 2016)

Outra situação passível de ser identificada com o emprego da técnica proposta para obtenção da curva IV equivale à situação apresentada por Hickel (2017) na Figura 52, onde são evidenciadas as curvas IV de um subsistema fotovoltaico policristalino sujo e limpo, assim como as respectivas curvas PV. O impacto da

distribuição heterogênea da sujidade entre módulos FV na curva IV é identificado na curva verde (subsistema sujo). Esse impacto é percebido por meio das seguidas mudanças de direção da curva verde, adquirindo uma característica não linear. A curva vermelha mostra o perfil de curva IV característico.

Figura 52 - Curvas IV do subsistema p-Si sujo (verde) e limpo (vermelho), e as respectivas curvas PV sujo (roxo) e limpo (azul)



Fonte: (HICKEL, 2017)

O método desenvolvido possibilita, ainda, melhor planejamento de atividades de manutenção preventiva, relacionadas às inspeções físicas dos SFCR para diagnóstico de falhas e interferências de sombreamento e sujidades, bem como, programação de eventuais trocas de componentes e limpeza dos arranjos fotovoltaicos.

5. CONCLUSÕES

O processo de estruturação de diretrizes de O&M para SFCR requer primeiramente a identificação das características de cada sistema e compreensão de seu funcionamento, assim como entendimento das normas técnicas e de segurança aplicáveis, além das condicionantes ambientais locais.

Nas análises realizadas foi possível identificar decaimento significativo na geração FV, além de deficiências no sistema de monitoramento das usinas do IFMG.

Com relação ao histórico de falhas e de atividades de O&M, percebeu-se a inexistência protocolos ou ações sistematizadas, dificultando o diagnóstico real dos problemas existentes ou já ocorridos nos sistemas analisados.

Como forma de contribuir na gestão dos SFCR, bem como na implementação de métodos de O&M, foram apresentados detalhamentos esquemáticos de atividades de operação e manutenção. Tais recursos possibilitam o entendimento dos procedimentos necessários e da periodicidade de ações, servido como subsídios para a elaboração de protocolos de O&M a serem oportunamente implantados nos SFCR.

Diretrizes para realização de procedimento de limpeza, inspeção termográfica qualitativa e medição de curva IV nas usinas FV foram desenvolvidas, além de instruções para cálculo estimado de perdas de geração.

A validação dos procedimentos de inspeção termográfica qualitativa e limpeza de SFCR permitiu constatar a importância desses procedimentos para a melhoria do desempenho, combate às falhas e aumento da vida útil dos sistemas FV.

Por meio da inspeção termográfica qualitativa foi possível identificar pontos de sobreaquecimento em 12,7% dos módulos da usina FV do IFMG de Betim, provenientes de sombreamentos e deposição de sujidades. Essa técnica pode ser realizada com o SFCR em funcionamento, sem contato físico e de maneira rápida.

Por meio do cálculo de perdas na geração fotovoltaica, devido ao acúmulo de sujidades no módulo, verificou-se perdas de até 22,25% no SFCR de Betim. No campus de Congonhas, essas perdas chegaram a 56,86%, possivelmente influenciadas pela poluição atmosférica gerada por mineradoras na região.

Mesmo sem a validação em campo da proposta para medição de Curva IV é possível perceber suas contribuições na compressão e sistematização de procedimentos de O&M em SFCR, por meio de verificações análogas à pretendida, apresentadas neste trabalho. Desta forma, recomenda-se que a atividade em questão

seja realizada em estudos futuros, antes e após a limpeza dos módulos, para verificações dos parâmetros elétricos e possíveis falhas dos sistemas FV, bem como, avaliação da técnica proposta.

Os métodos aqui apresentados trazem contribuições ao processo de operação e manutenção de SFCR, possibilitando verificações de falhas e de desempenho de arranjos FV mesmo em usinas desprovidas de um sistema estruturado de aquisição de dados (supervisório) ou em situações de indisponibilidade de equipamentos portáteis de medição de parâmetros climáticos locais.

Ainda que o desempenho de algumas das usinas esteja abaixo do esperado, a geração fotovoltaica no IFMG além de representar um marco institucional, tem produzido relevantes economias com energia elétrica, propiciado o desenvolvimento de projetos de pesquisa e aproximado a comunidade acadêmica de tecnologias de geração por meio de fontes renováveis.

Observou-se, ainda, que para maximizar o desempenho dos SFCR, é imprescindível a pronta atuação da instituição por meio de equipe técnica capacitada e dedicada à operação e manutenção das usinas fotovoltaicas. Nota-se, também, a importância de melhorias no supervisório das usinas FV do IFMG por meio da aquisição de equipamentos para inspeção e monitoramento dos seus sistemas.

A identificação eficaz das falhas, bem como a realização de manutenções e limpezas periódicas poderão permitir a previsão de aquisição de materiais para reposição, planejamento das atividades e contratação de equipes terceirizadas, caso necessário, além de minimizar o tempo de interrupções em função de falhas e necessidade de substituição de equipamentos. Portanto, como trabalhos futuros, recomenda-se, também, o desenvolvimento protocolos específicos de O&M que permitam obter a maximização do desempenho dos sistemas FV, bem como, aumento da vida útil das usinas, maior disponibilidade e melhora nos ganhos econômicos.

Por fim, sugere-se, ainda, que em novos trabalhos busquem, além da discussão técnica e prática dos métodos apresentados, uma abordagem científica com maior profundidade, utilizando instrumentação adequada para monitoramento do sistema e aquisição de dados, incluindo sensores para coleta de informações ambientais (irradiância, temperatura ambiente, umidade, ventos etc.), a fim de melhor contribuir com o desenvolvimento e consolidação das boas práticas para operação e manutenção de sistemas FV.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDALA, P. J. P. ***Energia Solar e Eólica 2.*** *[Recurso Eletrônico]*. Atena Editora. p. 391. Ponta Grossa, 2019. Disponível em: < https://www.atenaeditora.com.br/wp-content/uploads/2019/01/E-book-Energia-Solar-e-E%C3%B3lica.pdf>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2020.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***NBR 5.410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão***. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***NBR 10.899 – Energia solar fotovoltaica — Terminologia.*** Segunda edição. Rio de Janeiro, 2013.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***NBR 15.424 – Ensaios não destrutivos – Termografia – Terminologia.*** Segunda edição. Rio de Janeiro, 2016.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***NBR 16.274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.*** Rio de Janeiro, 2014.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***NBR 16.690, Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos - Requisitos de Projeto.*** Rio de Janeiro, 2019.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS***. NBR 16.818, Ensaios não destrutivos – Termografia infravermelha – Procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha.*** Primeira edição. Rio de Janeiro, 2020.

AGHAEI, M. et al. ***Fault Inspection by Aerial Infrared Thermography in a PV Plant After a Meteorological Tsunami.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

ÁLVAREZ-TEY, G.; JIMÉNEZ-CASTAÑEDA, R.; CARPIO, J. ***Infrared Physics & Technology Analysis of the configuration and the location of thermographic equipment for the inspection in photovoltaic systems***. v. 87, p. 40–46, 2017.

ANANIAS, T. ***Maneiras para seus painéis solares durarem muito mais tempo.*** Disponível em: <http://blog.edeltecsolar.com.br/2019/08/maneiras-para-seus-paineis-solares-durarem-muito-mais-tempo/?fbclid=IwAR2je36hxcwU9Tbnh1owEAUafjh-gA9EZBmY3P9eLyg2_4onfZXU0cdfEWI>. Acesso em: 19 outubro de 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ***Atlas de Energia Elétrica do Brasil.*** Brasília, 2008.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ***Resolução Normativa Nº 482.*** Brasília, 2012.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ***Resolução Normativa Nº 687.*** Brasília, 2015.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ***Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA***. 2021. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/siga. Acesso em 05/02/2021.

BARBOSA, E. R.; FARIA, M. DOS S. F. DE; GONTIJO, F. DE B. ***Influência da Sujeira na Geração Fotovoltaica.*** In: Energia Solar e Eólica 2 [Recurso Eletrônico] , Atena Editora. p. 391. Ponta Grossa, 2019.

BARRETO, S. DA C.; CARVALHO, P. C. M. DE. ***Estudo de Viabilidade para Implementação de uma Planta Fotovoltaica Integrada em um Shopping Center de Fortaleza - Ce***. In: Energia Solar e Eólica 2 [Recurso Eletrônico], Atena Editora. p. 391. Ponta Grossa, 2019.

BRAGA, D. S. ***Interrelação entre os Parâmetros de Desempenho e Distribuição de Sujidade em Módulos Fotovoltaicos.*** Dissertação (mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC – Minas Gerais. Belo Horizonte, 2018.

BRAGA, D. S. et al. ***Relação entre Distribuições não Uniformes de Sujidade e Parâmetros de Desempenho de Módulos Fotovoltaicos de Tecnologias Silício Cristalino a Telureto de Cádmio.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

BRITO, P.; HANRIOT, S. M .; KAZMERSKI, L. L. ***Desenvolvimento de Novos Materiais para Mitigação de Sujidade em Sistemas Fotovoltaicos por Design Inverso.*** In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

CALLEJO, L. H.; SAAVEDRA, S. G.; GÓMEZ, V. A. ***A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance.*** Solar Energy, v.188, p.426-440, 2019.

CANADIAN SOLAR. ***Installation Manual of Standard Solar Modules.*** Dezembro, 2019. Disponível em: https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Installation_Manual_of_Standard_Solar_Modules_en.pdf. Acesso em 21/04/2020.

CASSINI, D. A. ***Impactos da Degradação no Desempenho Elétrico e Térmico de Módulos Fotovoltaicos de Sistemas Instalados em Minas Gerais.*** Dissertação (mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC – Minas Gerais. Belo Horizonte, 2016.

CLIMA TEMPO. **Dados meteorológicos de Betim MG**. https://www.climatempo.com.br/previsao-do-tempo/cidade/108/betim-mg. Acesso em: 12/08/2020.

COSTA, S. C. S. et al. **Avaliação da Sujidade em Módulos Fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil.** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

COSTA, S. C. S. et al. **Caracterização Físico-Química da Sujidade Depositada sobre Módulos Fotovoltaicos Instalados em Zonas Climáticas de Minas Gerais.** In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

COSTA, T. M. G. ***Metodologia para Projeto de Microgeração Fotovoltaica.*** Dissertação (mestrado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte 2015.

DE BENEDETTI, M. et al. ***Anomaly detection and predictive maintenance for photovoltaic systems.*** Neurocomputing, v. 310, p. 59–68, 2018.

DI LORENZO, G et al. ***Review of O&M Practices in PV Plants: Failures, Solutions, Remote Control, and Monitoring Tools***. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 10, 4° edição, p. 914-926, julho de 2020.

EDDINE, I. et al. ***Photovoltaic system failure diagnosis based on adaptive neuro fuzzy inference approach : South Algeria solar power plant.*** Journal of Cleaner Production, v. 204, p. 169–182, 2018.

EMAP SOLAR. ***Energia Solar - Áreas de Negócio - O&M.*** Disponível em: <https://emapsolar.com.br/area-de-negocio/om/>. Acesso em: 19 outubro de 2020.

FERREIRA, R. A. M. ***Metodologia para Avaliação do Desempenho de Painéis Fotovoltaicos Utilizando um Modelo Elétrico-Térmico e Termografia Quantitativa.*** Tese (doutorado), Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2018.

GOMES JUNIOR, S. C. ***Sistema Autônomo para Inspeções Visuais e Termográficas em Subestações de Energia Elétrica.*** Dissertação (mestrado), Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2017.

HACKE, P. et al. ***A status review of photovoltaic power conversion equipment reliability, safety, and quality assurance protocols.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, n. April 2017, p. 1097–1112, 2018.

HAQUE, A. et al. ***Fault diagnosis of Photovoltaic Modules***. Energy Science & Engineering, Volume 7, p. 622-644, 2019.

HEINRICHA, M. et al. ***Detection of cleaning interventions on photovoltaic modules with machine learning***. Applied Energy, V. 263, p. 1-12, 2020.

HERRAIZ, A. H.; MARUGÁN, A. P.; MÁRQUEZ, F. P. G. ***Photovoltaic plant condition monitoring using thermal images.*** Renewable Energy, v. 153, p.334-349, 2020.

HICKEL, B. M. et al. ***Análise da Influência do Acúmulo de Sujeira sobre Diferentes Tecnologias de Módulos FV: Revisão e Medições de Campo.*** In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

HICKEL, B. M. ***O Impacto no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Causado pelo Acúmulo de Sujeira Sobre os Módulos FV – Metodologia e Avaliação Através de Curvas IxV em Campo.*** Dissertação (mestrado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2017.

HUSSAIN, A.; BATRA, A.; PACHAURI, R. ***An experimental study on effect of dust on power loss in solar photovoltaic module.*** Renewables: Wind, Water end Solar 4, article 9, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.1186/s40807-017-0043-y. Acesso em 11/03/2020.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION TS 62446-3 **Sistemas fotovoltaicos (PV) - Requisitos para teste, documentação e manutenção - Parte 3: Módulos e usinas fotovoltaicas - termografia por infravermelho ao ar livre.** Edição 1.0, junho, 2017.

ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. ***Photovoltaics Report.*** Freiburg, Novembro 2019. Disponível em: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf. Acesso em: 25 de fevereiro de 2020.

KAMENOPOULOS, S. N.; TSOUTSOS, T. ***Assessment of the safe operation and maintenance of photovoltaic systems.*** Energy, v. 93, p. 1633–1638, 2015.

KLUGMANN-RADZIEMSKA, E.; RUDNICKA, M. ***The Analysis of Working Parameters Decrease in Photovoltaic Modules as a Result of Dust Deposition***. Energies, v.13, Ed. 16, p. 1-11, 2020.

KOTINDA, C. H. P.; OLIVEIRA, V.; SILVA, J. C. C. ***Monitoramento Térmico de Painel Fotovoltaico Utilizando Redes de Bragg em Fibra Óptica.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

LAHIANI, A. T., BEN ABDELGHANI, A. B., BELKHODJA, I. S. ***Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 2680–2692, 2018.

LEMOS, L. O. et al***. Efeito da Sujidade no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos.*** In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

LUPANGU, C.; BANSAL, R. C. ***A review of technical issues on the development of solar photovoltaic systems.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 73, p. 950–965, 2017.

MANGANIELLO, P.; BALATO, M., VITELLI, M. ***A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Closed Loop***. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 62, p.7276-7284, 2015.

MANOJ, N. et al. ***On the technologies empowering drones for intelligent monitoring of solar photovoltaic power plants***. Procedia Computer Science, v. 133, p. 585–593, 2018.

MATOS, L. S. ***Evidenciação do estado da arte do tema avaliação do desempenho na regulação de serviços públicos segundo a percepção dos pesquisadores.*** In: Anais SIMPOI. UFSC, 2013.

MEDJAHER, K. et al. ***E-maintenance for photovoltaic power generation system.*** Energy Procedia, v. 18, p. 640–643, 2012.

MELLO, A. D.; RAMPINELLI, G. A. ***Determinação de Índices de Mérito para Avaliar o Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.*** In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

MELO, F. D. C. ***Energia Fotovoltaica – Instalador de Sistemas Fotovoltaicos.*** Profissionais para Energias do Futuro. Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial - SENAI e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit - GIZ. Brasília, 2018.

MICHELI, L. et al. ***Photovoltaic cleaning frequency optimization under different degradation rate patterns.*** Renewable Energy, v. 166, p. 136–146, 2020.

MOSCARDINI JÚNIOR, E. DE F.; RÜTHER, R.; VERGARA, L. G. L. ***Avaliação do Conhecimento em O&M de Sistemas Fotovoltaicos por Profissionais do Mercado de Energia Solar Brasileiro.*** Revista Brasileira de Energia Solar, Ano 8 Volume VIII Número 2, p.131-139, Dezembro de 2017.

MOSCARDINI JÚNIOR, E. F. ***Manual de Treinamento em Operação & Manutenção - Usina Solar Fotovoltaica Motel Sunny Day.*** ALSOL - Energias Renováveis, Uberlândia 2018.

MÜHLEISEN, W. et al. ***Scientific and economic comparison of outdoor characterisation methods for photovoltaic power plants.*** Renewable Energy, v. 134, p. 321–329, 2019.

MUÑOZ-CERÓN, E. et al. ***Influence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking pv plant in Spain.*** Energy Policy, v. 121, n. July, p. 506–518, 2018.

MUNOZ, M. A. et al. ***Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions.*** Solar Energy, v.85, p.2264-2274, 2011.

NM Norma Mercosur. ***ISSO 9.712:2014 – Ensaios não destrutivos – Qualificação de pessoal em END (ISSO 9712:2012, IDT).*** Segunda edição 30/01/2014.

NREL - National Renewable Energy Laboratory et al. ***Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems.*** 3° Edição, dezembro de 2018. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73822.pdf>. Acesso em: 15 dezembro de 2020.

OLIVEIRA, A. K. V.; AGHAEI, M.; RÜTHER, R***. Aerial infrared thermography for low-cost and fast fault detection in utility-scale PV power plants.*** Solar Energy, v.211, p.712-724, 2020.

OLIVEIRA, L. D.; TIEPOLO, G. M. ***Análise do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Função da Temperatura Média no Estado do Paraná.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

PETERS, L.; MADLENER, R. ***Economic evaluation of maintenance strategies for ground-mounted solar photovoltaic plants.*** Applied Energy, v. 199, p. 264–280, 2017.

PHINIKARIDES, A. et al. ***Review of photovoltaic degradation rate methodologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews***. v. 40, p. 143–152, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. ***Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.*** Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro, 2014.

REZA, M. et al. ***Power loss due to soiling on solar panel : A review.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 59, p. 1307–1316, 2016.

REZENDE, V. G. S.; ZILLES, R. ***Análise das Perdas de Produtividade em Geradores Fotovoltaicos por Efeito de Sujidade.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

RISEN ENERGY. ***Installation and Maintenance Manual of Mono-Facial Module Products***. Abril, 2020. Disponível em: https://en.risenenergy.com/uploadfile/202004/4c6da3b625.pdf. Acesso em 28 de abril de 2020.

ROMANHOLO, P. V. V. et al. ***Sujidade Depositada sobre Módulos Fotovoltaicos Instalados em Goiânia: Morfologia e Composição Química***. In: Energia Solar e Eólica 2 [Recurso Eletrônico], Atena Editora. p. 391. Ponta Grossa, 2019.

ROUMPAKIAS, E.; STAMATELOS, A. ***Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use of existing performance models.*** Energy Conversion and Management, v. 150, n. August, p. 14–25, 2017.

RUVIARO, R. S. et al. ***Análise da Variação da Eficiência do Módulo Fotovoltaico em Função da Temperatura.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

SANT'ANNA, V. R. S. ***Análise de Sistemas Fotovoltaicos com Concentradores Fixos da Radiação Solar.*** Tese (doutorado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Universidade Federal de Viçosa. Viçosa, 2015.

SANTHAKUMARI, M.; SAGAR, N. ***A review of the environmental factors degrading the performance of silicon wafer-based photovoltaic modules: Failure detection methods and essential mitigation techniques.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 110, p. 83-100, 2019.

SANTOS, P. C., TONOLO, E. A., URBANETZ JUNIOR, J. ***Termografia em sistemas fotovoltaicos como ferramenta para identificação de falhas que afetam a produtividade.*** In: Anais da 5° Conferência Internacional de Energias Inteligentes. Curitiba, 05 a 07 de novembro, 2018.

SANTOS, C. S. DOS et al. ***Experiência de Curso Gratuito de Instalador de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Oferecido pelo IFTO Campus Palmas.*** In: Energia Solar e Eólica 2 [Recurso Eletrônico], Atena Editora. p. 391. Ponta Grossa, 2019.

SENAI CE – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial do Ceará. ***Webinar - O&M e Monitoramento Remoto.*** Maio 2020. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=iWK0npJW_n4. Acesso em 11/05/2020.

SHUKLA, A. et al. ***Solar Energy Materials and Solar Cells***. Crossmark, v. 160, n. Outubro 2016, p. 275–286, 2017.

SILVA, A. G. V. et al. ***Desenvolvimento de Superfícies Superhidrofóbicas com Efeito Autolimpante para Aplicações em Módulos Fotovoltaicos.*** In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

SIMPLICIO, R. S. et al. ***Impacto do Sombreamento em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica***. In: Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Belo Horizonte, 04 a 07 de abril, 2016.

SOARES JÚNIOR, G. J.; CRUZ, S. R.; AMARAL, L. S. ***Impacto da Sujidade sobre O Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos***. In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

SOLARPOWER EUROPE. ***Operation & Maintenance - Best Practice Guidelines***. Version 4.0. December 2019. Disponível em: https://solarbestpractices.com/documentation/. Acesso em 07 de abril de 2020.

SOUZA, D. V.; TAPIA, G. I. M. ***Análise do Sombreamento entre Painéis Fotovoltaicos.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

SOUZA, D. H. P. et al. ***Manutenção preditiva a partir de análise da eficiência na Usina Fotovoltaica do IFMG Campus Congonhas***. In: Anais do X Congresso Nacional de Engenharia Mecânica – CONEM. Salvador, 2018.

SPATARU, S. et al. ***Diagnostic method for photovoltaic systems based on light I-V measurements.*** Solar Energy, v. 119, p. 29–44, 2015.

SPERTINO, F.; CORONA, F. ***Monitoring and checking of performance in photovoltaic plants: A tool for design, installation and maintenance of grid-connected systems.*** Renewable Energy, v. 60, p. 722–732, 2013.

SUNNY PORTAL. ***Energia e Potência - UFV - IFMG***. Disponível em: <https://www.sunnyportal.com>. Acesso em: 19 outubro de 2020.

TAVARES, J. ***IFMG implanta oito usinas fotovoltaicas e entra na era da energia renovável***. Março 2017. Disponível em: <https://www2.ifmg.edu.br/portal/noticias/ifmg-implanta-oito-usinas-fotovoltaicas-e-entra-na-era-da-energia-renovavel>. Acesso em: 19 outubro de 2020.

TSANAKAS, J. A., et al. ***Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 62, p. 695–709, 2016.

VALADARES, L. C. ***Memorial Descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica Conectado à Rede Elétrica com Potência Instalada de 25 kW no IFMG em Betim, MG.*** ALSOL – Energia Renováveis S/A, Uberlândia, 19 de agosto, 2016.

VELLINI, M.; GAMBINI, M.; PRATTELLA, V. ***Environmental Impacts Of Pv Technology Throughout The Life Cycle: Importance Of The End-Of-Life Management For Si-Panels And Cdte-Panels.*** Energy Reviews, v. 138, p. 1099-1111, 2017.

VILLARINI, M. et al. ***Optimization of photovoltaic maintenance plan by means of a FMEA approach based on real data.*** Energy Conversion and Management, v. 152, p. 1–12, 2017.

WALKER, A. et al. ***Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems.*** National Renewable Energy Laboratory – NREL, junho 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74840.pdf>. Acesso em: 15 dezembro de 2020.

YADAV, P. et al. ***Real-time analysis of low-concentration photovoltaic systems: A review towards development of sustainable energy technology.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 28, p. 812–823, 2013.

ZHANG, Y.; CHEN, H.; DU, Y. ***Lightning protection design of solar photovoltaic systems : Methodology and guidelines.*** Electric Power Systems Research, v. 174, n. April, p. 105877, 2019.

ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. ***Aplicação e Avaliação de Método de Estimativa da Influência do Sombreamento Parcial na Geração Energética de Sistemas Solares Fotovoltaicos Integrados a Edificações.*** In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS. Gramado, 17 a 20 de abril, 2018.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Relatório de manutenção corretiva de SFCR

Relatório de manutenção corretiva de SFCR	
Identificação do sistema FV:	
Local da instalação:	
Potência instalada:	N° de módulos:
Data da inspeção: ___ /___ /___	
Equipe técnica responsável:	
Descrição do problema encontrado:	
Etapas realizadas para identificação da causa do problema:	
Procedimentos de manutenção realizados para sanar o problema:	
Manuais consultados:	
Instrumentos de testes utilizados:	
Valores das medidas efetuadas:	
Descrição de quais manutenções preventivas devem ser efetuadas para evitar a recorrência do problema:	
Local e data:	
Assinatura do responsável:	
Obs.: Esse relatório deve ficar junto à documentação do sistema de forma que possa ser facilmente consultado em futura manutenções	

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

APÊNDICE B – Relatório de inspeção termográfica de SFCR

Relatório de inspeção termográfica de SFCR	
Identificação do sistema FV:	
Local da instalação:	
Data da inspeção: ___ /___ /___	Horário: ___:___ às ___:___ h
Equipe responsável:	
Potência instalada:	N° de módulos:
Componentes inspecionados: ( ) Módulos ( ) superfície frontal ( ) superfície posterior ( ) Inversores ( ) Fiação ( ) Caixas de passagem / *stringbox*	
Equipamentos utilizados:	
Parâmetros do termovisor: ▪ Emissividade direcional: ▪ Temperatura ambiente: ▪ Temperatura média refletida: ▪ Umidade do ar: ▪ Distância entre o termovisor e o módulo: ▪ Ângulo (entre a câmera térmica e a direção normal do módulo):	
Nebulosidade: ( ) céu limpo ( ) poucas nuvens ( ) nublado	
Desenho (projeto) do sistema, arranjo ou string, com numeração dos módulos:	
Identificação dos módulos com anomalias térmicas:	
Solução e encaminhamentos propostos:	
Local e data:	
Assinatura do responsável:	
Obs.: Esse relatório deve ficar junto à documentação do sistema de forma que possa ser facilmente consultado em futura manutenções	

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

APÊNDICE C – Legislações relacionadas à O&M em SFV

Normas técnicas e de segurança aplicáveis à O&M de sistemas fotovoltaicos	
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas	
NBR 14.200/1998	Acumulador Chumbo-Ácido estacionário ventilado para o sistema fotovoltaico- Ensaios
NBR 5.410/2004	Instalações Elétricas de Baixa Tensão
NBR 14.039/2005	Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV
NBR 11.704/2008	Sistemas fotovoltaicos – Classificação
NBR 15.718/2009	Ensaios não destrutivos – Termografia – Guia para verificação de termovisores
NBR 15.749/2009	Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento
NBR IEC 62.116/2012	Procedimentos de Ensaio de Anti-ilhamento para inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede Elétrica.
NBR 10.899/2013	Energia Solar fotovoltaica – Terminologia
NBR 16.149/2013	Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição- Procedimento de ensaio de conformidade.
NBR 16.150/2013	Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição.
NBR NM ISO 9.712/2014	Ensaios não destrutivos – Qualificação de pessoal em END
NBR 16.274/2014	Sistema Fotovoltaicos Conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
NBR 5.419/2015	Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas
NBR 15.424/2016	Ensaios não destrutivos – Termografia – Terminologia
NBR 16.690/2019	Dispõe sobre Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto.
NBR 16.384/2020	Segurança em eletricidade - Recomendações e orientações para trabalho seguro em serviços com eletricidade.
NBR 16.612/2020	Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura – Requisitos de desempenho
NBR 16.818/2020	Ensaios não destrutivos – Termografia infravermelha – Procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha
Ministério da Economia - Secretaria Especial de Previdência e Trabalho	
NR 06	Equipamentos de Proteção Individual – EPI
NR 10	Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade
NR 17	Ergonomia
NR 18	Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção
NR 26	Sinalização de Segurança
NR 35	Trabalho em Altura
IEC - International Electrotechnical Commission	
IEC 60364-6	Instalações eléctricas de baixa voltagem - Parte 6: Verificação

Continuação

IEC 62548	Matrizes fotovoltaicas (PV) - Requisitos de design
IEC 61010	Requisitos de segurança para equipamento eléctrico de medição, controle e uso laboratorial
60364-7-7712/2002	Requisitos para instalações ou locais especiais - Sistemas de alimentação solar fotovoltaica (PV)
62109-2/2011	Segurança de conversores de energia para uso em sistemas de energia fotovoltaicos - Parte 2: Requisitos particulares para inversores
Genérico para O&M	
IEC 62446-1/2016	Sistemas fotovoltaicos (PV) - Requisitos para testes, documentação e manutenção - Parte 1: Sistemas conectados à rede - Documentação, testes de comissionamento e inspeção
IEC 62446-2/2020	Sistemas fotovoltaicos (PV) - Requisitos para testes, documentação e manutenção - Parte 2: Sistemas conectados à rede (PV) - Manutenção de sistemas fotovoltaicos
IEC TS 63049/2017	Sistemas fotovoltaicos terrestres (PV) - Diretrizes para garantia eficaz da qualidade na instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos
IEC 60364-7-712/2017	Instalações elétricas de baixa tensão - Parte 7-712: Requisitos para instalações ou locais especiais - Sistemas de energia solar fotovoltaica (PV)
Desempenho e Monitoramento do Sistema	
IEC 61724-1/ 2017	Desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 1: Monitoramento
IEC TS 61724-2/2016	Desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 2: Método de avaliação da capacidade
IEC TS 61724-3/2016	Desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 3: Método de avaliação de energia
IEC TS 61724-4	Desempenho do sistema fotovoltaico - Parte 4: Método de avaliação da taxa de degradação (ainda não publicado em outubro de 2019)
IEC TS 63019/2019	Sistemas de energia fotovoltaica (PVPS) - modelo de informação para disponibilidade
ISO 9847/1992	Calibração de piranômetros de campo em comparação com um piranômetro de referência
Inspeções técnicas especializadas	
IEC TS 62446-3/2017	Sistemas fotovoltaicos (PV) - Requisitos para testes, documentação e manutenção - Parte 3: Módulos e instalações fotovoltaicas - Termografia por infravermelho ao ar livre
IEC 61829/2015	Matriz fotovoltaica (PV) - Medição no local das características da tensão de corrente
IEC 60904-1/2006	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 1: Medição das características de corrente-tensão fotovoltaica
IEC TS 60904-13: 2018	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 13: Eletroluminescência de módulos fotovoltaicos

Continuação

Outros documentos comprovativos	
IEC TS 62738: 2018	Usinas fotovoltaicas montadas no solo - Diretrizes e recomendações de projeto
IEC TR 63149: 2018	Uso da terra em fazendas fotovoltaicas (PV) - Modelos matemáticos e exemplos de cálculo
IEC 60891: 2009	Dispositivos fotovoltaicos - Procedimentos para correções de temperatura e irradiância às características I-V medidas
IEC 61853-1: 2011	Teste de desempenho do módulo fotovoltaico (PV) e classificação energética - Parte 1: Medições de desempenho de irradiância e temperatura e classificação de potência
IEC 61853-2: 2016	Teste de desempenho do módulo fotovoltaico (PV) e classificação de energia - Parte 2: Medição da responsividade espectral, ângulo de incidência e temperatura de operação do módulo
IEC 61853-3: 2018	Teste de desempenho do módulo fotovoltaico (PV) e classificação energética - Parte 3: Classificação energética dos módulos fotovoltaicos
IEC 61853-4: 2018	Teste de desempenho do módulo fotovoltaico (PV) e classificação energética - Parte 4: Perfis climáticos de referência padrão
IEC 60904-5: 2011	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 5: Determinação da temperatura celular equivalente (ECT) de dispositivos fotovoltaicos (PV) pelo método da tensão em circuito aberto
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica	
PRODIST	Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
Inmetro – Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia	
Portaria 004/2011	Requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

APÊNDICE D – Registro de limpeza dos módulos fotovoltaicos

Registro de limpeza de módulos fotovoltaicos	
Identificação do sistema FV:	
Local da instalação:	
Potência instalada:	N° de módulos:
Data da limpeza: ___ /___ /___	Horário: ___:___ às ___:___ h
Data da limpeza anterior: ___ /___ /___	Período de exposição (acúmulo de sujidades): _____meses
Equipe técnica responsável:	
Tipo de limpeza realizada:	
Materiais utilizados:	
Registro da inspeção visual prévia dos arranjos FV (danos que podem representar risco elétrico):	
Percepção visual do acúmulo de sujeira: ( ) pouco sujo ( ) sujeira mediana ( ) muito sujo	
Ocorreram chuvas recentes: ( ) sim ( ) não	
Condições operacionais necessárias: ( ) SFCR desligado durante a atividade ( ) Uso de equipamentos de segurança individual (EPI's) ( ) Diferença de temperatura, entre a água da limpeza e o módulo, ≤ 20°C. ( ) Tempo estável (sem chuva forte, ventos intensos ou descargas atmosféricas) ( ) Pressão da água usada ≤ 4MPa Justificar não atendimento as condições:	
Registro da inspeção visual após a limpeza (verificação da efetiva remoção de sujidades, integridade da estrutura de suporte, aperto dos conectores etc.):	
Local e data:	
Assinatura do responsável:	
Obs.: Esse registro deve ficar junto à documentação do sistema de forma que possa ser facilmente consultado em futura manutenções	

Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

ANEXOS

ANEXO A – Guia para inspeção em geradores fotovoltaicos

Guia de Inspeção em Gerador Fotovoltaico - Controle de Falhas por Inspeção Visual		
Informações Básicas	**Registro**	
Fabricante:		
Modelo dos Módulos:		
Tipo da Célula: (mono-Si, poli-Si, a-Si, CdTe, CIGS/CIS)		
Data Fabricação:		
Característica Elétricas: (Pmax; Voc; Isc; Vmax; Imax)		
Potência do GFV:		
Tensão do Sistema:		
Corente do Sistema:		
Total de Strings:		
Data da Instalação:		
Inspeção no Gerador Fotovoltaico - Responsável:_____Data Realização: ____/___/___		
Estrutura		**Periodicidade**
Moldura (desencaixada / amassada / torta):		Semestral/Anual
Infiltração:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Vidro		**Periodicidade**
Quebrado / Lascado:		Semestral/Anual
Sujo / Sombreado:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Célula		**Periodicidade**
Manchas (escurecimento e/ou clareamento):		Semestral/Anual
Quebrada / Rachada:		Semestral/Anual
Dilaminação do Encapsulante:		Semestral/Anual
Bolhas:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Célula		**Periodicidade**
Grade Rompida / Solda Rompida:		Semestral/Anual
Corrosão:		Semestral/Anual
Anomalia Térmica nas Conexões:		Semestral/Anual
Parte Posterior: Backsheet		**Periodicidade**
Bolhas:		Semestral/Anual
Rachaduras:		Semestral/Anual
Queimaduras:		Semestral/Anual
Deformação:		Semestral/Anual
Parte Posterior: Caixa de Junção		**Periodicidade**
Tampa (quebrada / faltando):		Semestral/Anual
Adesivo / Fixação:		Semestral/Anual
Corrosão:		Semestral/Anual
Condutores & Conectores		**Periodicidade**
Anomalia Térmica:		Semestral/Anual
Má Conexão:		Semestral/Anual
Quebradiça:		Semestral/Anual
Medições & Ensaios - GFV		**Periodicidade**
Curva I-V - Gerador:		Anual
Curva I-V - Strings:		Anual
Curva I-V dos Módulos Sinais de com degradação:		Anual
Ensaio Termográfico:		Anual

Fonte: (FREITAS SOUZA, 2014 apud CASSINI, 2016)

ANEXO B – Planilha para inspeção de sistemas fotovoltaicos (Gerador e Inversor)

Gerador Fotovoltaico			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Nenhum fluxo de corrente para distribuição na rede	Dispositivo de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado; conexões frouxas ou oxidadas.	Interrupção no lançamento de energia na rede	Fechar chaves, substituir fusíveis (determinar o motivo pelo qual os dispositivos de proteção, como fusíveis, disjuntores etc., estão abertos, danificados ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los novamente) ; reparar ou substituir o cabeamento danificado. Apertar e limpar as conexões.
Baixo fluxo de corrente lançada na rede	Módulos sombreados	Queda de tensão na saída do gerador	Remover causa do sombreamento
	Interconexões do gerador quebradas ou oxidadas		Reparar as interconexões
	Diodos de bloqueio ou de desvio defeituosos		Substituir os diodos defeituosos
	Módulos danificados ou defeituosos		Substituir os módulos afetados
	Baixos níveis de irradiância solar disponíveis		Esperar por tempo ensolarado
	Módulos sujos		Limpara módulos
	Orientação e/ou inclinação incorretas do gerador		Corrigir orientação ou inclinação
Baixa tensão no gerador	Cabeamento do gerador para o sistema de condicionamento de potência subdimensionado ou muito longo	Queda de tensão na saída do gerador	Substituir o cabeamento subdimensionado
Inversor			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Nenhuma saída do inversor	Dispositivo de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores etc.) abertos, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado	Nenhum fluxo de energia através do inversor	Fechar chaves, substituir fusíveis (determinar o motivo pelo qual os fusíveis e os disjuntores estão abertos, danificados ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los novamente) ; reparar os disjuntores; reparar ou substituir o cabeamento danificado
Atuação do circuito de proteção (disjuntor) do inversor	Cargas operam com surto de corrente muito elevado	Correntes excessivas exigidas pelas cargas	Reduzir a potência das cargas ou substituir o inversor por outro de maior capacidade.

Continuação

Cargas inoperantes	Cargas muito potentes para o sistema, ou níveis de irradiação solara inadequados	Possíveis dados às cargas	Reduzir potência das cargas, aumentar a capacidade do gerador
	Chaves e disjuntores no sistema estão desligados ou mal posicionados.	A energia fotovoltaica não pode ser fornecida para rede	Colocar todas as chaves e disjuntores na posição correta
	Os dispositivos de proteção (fusíveis, disjuntores etc.) estão abertos ou danificados		Rearmar os circuitos de proteção ou substituir os fusíveis
Cargas operem incorretamente ou ineficientemente	Elevada queda de tensão no sistema; cargas superdimensionadas; falhas no aterramento ou existência de diodos defeituosos	Tensão inadequada para operar as cargas	Verificar subdimensionamento ou cabeamento muito longo, aumentar a bilota dos cabos, reduzir a potência das cargas, corrigir as falhas de aterramento
	Cabeamento ou conexões frouxas, rompidas, queimadas ou oxidadas		Reparar ou substituir o cabeamento ou conexões danificadas
	Cabeamento ou conexões curto-circuitadas ou com falhas de aterramento		Reparar os curtos-circuitos ou falhas de aterramento
	Pequenas cargas "fantasmas" inativas mantidas no inversor		Desligar as cargas "fantasmas" ou alimentá-las com uma outra fonte de energia
	Polaridade do cabeamento invertida	Cargas inoperantes ou operando incorretamente	corrigir a polaridade do cabeamento

Fonte: (SANTIA NATIONAL LABORATORIES, 1991 adaptado por PINHO e GALDINO, 2014)

ANEXO C – Certificado de Calibração FLIR

FLIR

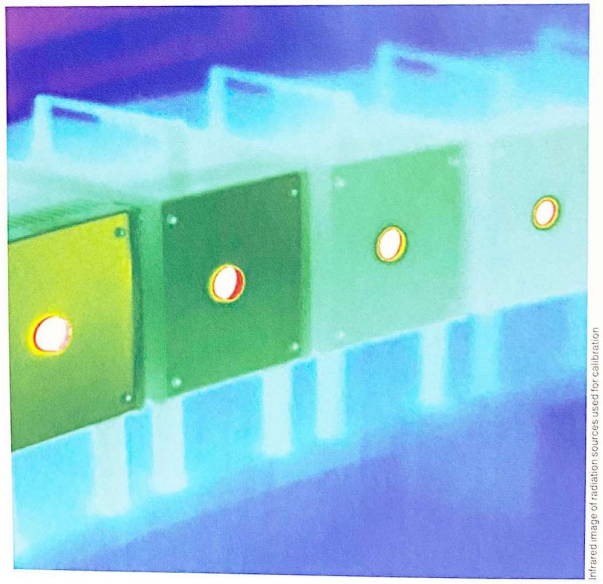
Calibration certificate

Model: FLIR E5 Wifi

Serial No.: 639021349

Site: FLIR Systems OÜ, Estonia

Date: January 11, 2018



Infrared image of radiation sources used for calibration

FLIR

This is to certify that the calibration of the camera identified on the reverse side of this card is carried out using radiation sources that are traceable to National Standards at the SP Technical Research Institute of Sweden, or to NIST, National Institute of Standards and Technology (USA).

Quality control

1558507

FLIR Systems AB
P. O. Box 7376
SE-187 15 Täby
Sweden

Telephone: +46 8 753 25 00
Telefax: +46 8 753 23 64

http://www.flir.com
http://support.flir.com

P/N: 1558507-I