

**BOAS PRÁTICAS DE OPERAÇÃO E  
MANUTENÇÃO EM USINAS FOTOVOLTAICAS  
PARA UMA MAIOR EFICIÊNCIA E  
CONFIABILIDADE**

**Carolina Vasconcelos da S. Moraes**

**Isabel Cristina da C. Pontes**

**BOAS PRÁTICAS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO EM  
USINAS FOTOVOLTAICAS PARA UMA MAIOR  
EFICIÊNCIA E CONFIABILIDADE**

**Aluno(s): Carolina Vasconcelos da S. Moraes e  
Isabel Cristina da C. Pontes**

**Orientador: Prof. Rodrigo F. Calili**

Trabalho apresentado com requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

## Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, por ter me dado a oportunidade de chegar neste momento de encerramento de um ciclo, a conclusão da minha graduação. Agradeço a Ele por me proporcionar todas as bênçãos lançadas sobre a minha vida. Agradeço aos meus pais, Alexandre e Cristiane, por terem me concedido a oportunidade de graduar na universidade que escolhi, por me apoiarem e por sempre me incentivarem ao longo da minha trajetória. Agradeço ao meu irmão, que mesmo de longe se fez presente, ao meu namorado e aos amigos que fiz na graduação, por também terem me motivado a chegar neste momento. Aos meus professores da PUC-Rio, que me servem de inspiração pela dedicação à busca pelo conhecimento científico. Ao meu orientador, Prof. Rodrigo Calili, por ter aceitado nosso pedido de orientação com o tema escolhido, e por ter disponibilizado o seu tempo e atenção para o desenvolvimento deste trabalho. Por fim, agradeço também à colega de curso, Isabel Pontes, minha parceira na elaboração deste trabalho, por ter abraçado o tema e formato escolhidos.

– Carolina Morais

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar forças para alcançar todos os meus objetivos. O caminho da graduação foi árduo e sem Ele eu não teria conseguido. Agradeço aos meus pais, Claudionor e Luciana, e a minha irmã Iris, por todo suporte na minha trajetória acadêmica. A profissional que sou hoje é graças a vocês, que abdicaram de muita coisa para me proporcionar um estudo de qualidade. Agradeço ao meu companheiro Diego que sempre me apoiou e esteve ao meu lado nos momentos mais difíceis da faculdade. Em especial, agradeço as minhas amigas Janine, Juliana e Thamyris, elas foram fundamentais em vários momentos que precisei de um obro amigo. Agradeço aos meus amigos da EGP – O&M Solar, onde fui recebida com muito carinho e pude me desenvolver como pessoa e como profissional. Por fim, agradeço ao meu orientador Rodrigo Calili e a minha parceira de projeto Carolina Morais, por toda dedicação, envolvimento e suporte durante o desenvolvimento deste trabalho.

– Isabel Pontes

*"Alis grave nil" – Com asas nada é pesado.*

*(PUC-Rio)*

## Resumo

Esta monografia visa apresentar as boas práticas de Operação e Manutenção de usinas solares fotovoltaicas, visando uma melhor eficiência e confiabilidade. Ela analisa as práticas adotadas por algumas empresas brasileiras do setor de energia solar e as avalia a partir da literatura acadêmico-científica. Em paralelo, o estudo propõe medidas a serem tomadas por uma empresa atuante no setor, para cada tópico abordado, a partir dos resultados de entrevistas realizadas com especialistas de empresas do setor de energia solar fotovoltaica, a fim de tornar seus processos mais eficientes. A partir das entrevistas realizadas foi possível ter uma visão geral se as empresas brasileiras aderem ou não às boas práticas de O&M discurridas no trabalho.

**Palavras-chave:** Operação e Manutenção; energia solar; solar fotovoltaica; eficiência

## **GOOD OPERATION AND MAINTENANCE PRACTICES IN PHOTOVOLTAIC PLANTS FOR GREATER EFFICIENCY AND RELIABILITY**

### **Abstract**

This monograph aims to present the good practices of Operation and Maintenance of photovoltaic solar plants for better efficiency and reliability. It analyzes the best practices some Brazilian companies adopt in the solar energy sector and evaluates them from the academic-scientific literature. In parallel, the study proposes measures to be taken by a company operating in the sector for each topic addressed, based on the results of interviews carried out with experts from companies in the photovoltaic solar energy sector, to make their processes more efficient. From the interviews, it was possible to have an overview of if Brazilian companies adhere to the good O&M practices discussed in this monograph.

**Keywords:** Operation and maintenance; solar energy; photovoltaic solar; efficiency

## Sumário

1. Introdução .....	11
1.1. Objetivo .....	11
1.2. Delimitação do tema .....	12
1.3. Organização da monografia .....	12
2. A Energia Solar no Brasil .....	14
2.1. O mercado brasileiro.....	14
2.2. Os principais equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico .....	17
2.2.1. Módulos fotovoltaicos .....	17
2.2.2. Arranjo Fotovoltaico .....	18
2.2.3. Rastreador Solar (Tracker) .....	19
2.2.4. Inversor.....	20
2.2.5. Cabine ou Eletrocentro .....	21
2.3. Eficiência da usina solar fotovoltaica .....	22
2.3.1. Tipos de falhas fotovoltaicas.....	22
2.3.1.1. Falha de incompatibilidade.....	22
2.3.1.2. Falha de aterramento.....	22
2.3.1.3. Falha linha a linha .....	23
2.3.1.4. Falhas de arco.....	23
2.3.1.5. Falhas de diodo .....	23
2.3.1.6. Falhas na caixa de junção.....	23
2.3.1.7. Falhas de Ponto quente .....	23
2.3.2. Perdas de energia – Causa externa .....	23
2.3.2.1. Restrição Operativa .....	23
2.3.2.2. Excedente de energia.....	24
3. Boas Práticas de Operação & Manutenção.....	25
3.1. Projeto e construção da usina .....	25
3.1.1. Projeto básico.....	25
3.1.2. Projeto preliminar .....	26
3.1.3. Projeto de execução .....	26
3.1.4. Projeto “as built” .....	27
3.1.5. Fase preparatória de construção .....	28
3.1.6. Fase implementação da construção .....	28
3.2. Operação & Manutenção.....	28
3.2.1. Operação da usina fotovoltaica .....	30
3.2.2. Manutenção da usina fotovoltaica.....	31

3.2.2.1.	Manutenção Programada .....	31
3.2.2.1.1.	Manutenção Preventiva .....	32
3.2.2.1.2.	Manutenção Preditiva .....	33
3.2.2.2.	Manutenção Não Programada .....	33
3.2.2.2.1.	Manutenção Corretiva .....	34
3.2.2.2.2.	Manutenção Extraordinária .....	34
3.3.	Supervisão e monitoramento .....	35
3.3.1.	Dados coletados pelo sistema de Monitoramento.....	37
3.3.2.	Deteção e classificação de falhas fotovoltaicas.....	38
3.3.3.	Categorias de deteção de falhas e técnicas de classificação.....	39
3.4.	Monitoramento e avaliação de desempenho .....	40
3.4.1.	KPIs dos fatores de operação.....	41
3.4.1.1.	KPIs técnicos .....	41
3.4.1.2.	KPIs econômicos .....	44
3.4.2.	KPIs dos fatores de manutenção .....	45
3.4.2.1.	KPIs técnicos .....	45
3.4.2.2.	KPIs econômicos .....	49
3.5.	Conhecimento em O&M dos profissionais do setor de energia solar no Brasil.....	50
3.5.1.	Capacitação de pessoas em O&M .....	52
3.6.	Inovação em manutenção .....	53
4.	Metodologia da pesquisa .....	54
4.1.	Seleção das empresas e áreas pesquisadas .....	54
4.2.	Estruturação da pesquisa .....	54
5.	Experiência sobre as boas práticas de O&M em empresas brasileiras .....	56
5.1.	Projeto e construção da usina .....	56
5.2.	Planejamento da manutenção .....	57
5.3.	Operação, supervisão e monitoramento .....	58
5.4.	Indicadores de desempenho .....	59
5.5.	Conhecimento dos profissionais.....	60
5.6.	Inovação em manutenção .....	61
6.	Conclusão .....	63
7.	Referências .....	64
ANEXO A – TIPOS DE FALHAS .....		68
ANEXO B – ESQUEMÁTICO COM AS ETAPAS DO PROJETO DE ENGENHARIA, MARCOS E ENTREGAS ...		69
ANEXO C – PRINCIPAIS TAREFAS NA OPERAÇÃO DE USINA DE SOLAR FOTOVOLTAICA .....		70
ANEXO D – PLANO DE MANUTENÇÃO ANUAL .....		73
ANEXO E – BOAS PRÁTICAS DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....		77

ANEXO F – INDICADORES/VALORES PROPOSTOS NECESSÁRIOS PARA O RELATÓRIO .....	79
ANEXO G – MATRIZ DE HABILIDADES PROPOSTA PARA O PROFISSIONAL DE O&M .....	80
APÊNDICE A – ROTEIRO DAS ENTREVISTAS .....	81
APÊNDICE B – PRINCIPAIS ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA .....	82
APÊNDICE C – SERVIÇOS ADICIONAIS DE O&M E GESTÃO DA VEGETAÇÃO .....	88
APÊNDICE D – DADOS MEDIDOS PELO SISTEMA DE MONITORAMENTO .....	91
APÊNDICE E – TABELAS COM OS KPIs (KEY PERFORMANCE INDICATORS) .....	93
APÊNDICE F – TECNOLOGIAS INOVADORAS .....	97



## Lista de figuras

Figura 1 - Figura 1 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil (ANEEL/ABSOLAR, 2022) .....	15
Figura 2 - Figura 2: Matriz Elétrica Brasileira (ANEEL/ABSOLAR, 2022) .....	15
Figura 3 - Figura 3: Ranking de países com maior crescimento da energia solar fotovoltaica no período de 2020 a 2021 (ABSOLAR, 2022) .....	16
Figura 4 - Figura 4: Previsão da Capacidade Acumulativa Instalada de Solar Fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR/EPE, 2022) .....	17
Figura 5 - Figura 5: Módulos fotovoltaicos (Vasita, 2018) .....	17
Figura 6 - Conexões em série e em paralelo de módulos fotovoltaicos (Vasita, 2018) .....	19
Figura 7 - Funcionamento do <i>tracker</i> (Dachery, 2020) .....	19
Figura 8 - Energia gerada com o tracker (Portal solar, acesso em 17/06/2022).....	20
Figura 9 - Eficiência do inversor (COUTO, 2000; Pinho e Galdino, 2014, p.233) .....	21
Figura 10 - Eletrocentro da UFV São Gonçalo (Fonte: Autoria própria, maio de 2022) .....	21
Figura 11 - Sistema FV conectado à rede com diferentes tipos de falhas identificadas (Ying-YI Hong, Rolando A. Pula, 2022) .....	22
Figura 12 - Fluxograma de O&M adaptado (GERMI, 2018).....	31
Figura 13 - Um típico sistema de monitoramento de classificação e .....	38
Figura 14 - Períodos para o cálculo da disponibilidade contratual (Ara et al., 2021) .....	45
Figura 15 - Tempo de reconhecimento, tempo de intervenção, .....	48
Figura 16 - Fluxograma com o passo-a-passo até a realização das entrevistas com as empresas .....	55

Quadro 1 - Tipos de painéis solares (Instituto solar, maio de 2019).....	18
Quadro 2 - Vantagens e desvantagens do uso do tracker .....	19
Quadro 3 - Ficha de manutenção por tipo de falha (Programa Altener, 2004) .....	32
Quadro 4 - Níveis de serviços prestados pelo O&M (Ara et al., 2021) .....	34
Quadro 5 - Parâmetros a serem medidos em tempo real (Woyte et al. 2014) .....	36
Quadro 6 - Padrões de falha e aspectos analisados do FDR.....	36
Quadro 7 - Dados operacionais medidos e perdas do sistema identificadas pelo método SV.....	37
Quadro 8 - Tipos de tecnologias de comunicação utilizadas em sistemas fotovoltaicos .....	37
Quadro 9 - Técnicas de pré-processamento de dados .....	38
Quadro 10 - Técnicas de detecção e classificação de falhas .....	40
Quadro 11 - Visão geral dos diferentes tipos de KPIs segundo Ara et al., (2021).....	40
Quadro 12 - Exemplos de classes de falha e tempos mínimos de resposta correspondentes (Ara et al., 2021) .....	47
Quadro 13 - Caracterização das empresas entrevistadas .....	54

## 1. Introdução

Com as mudanças climáticas que vêm se intensificando devido às atividades humanas desde o início do século XIX, diversos efeitos podem ser sentidos no planeta Terra. Dentre eles, podem ser citadas as mudanças de temperatura, as ameaças de extinção de espécies de animais, os aumentos de desastres naturais, tais como tempestades severas, secas mais intensas, aumento do nível do mar nos oceanos e deslocamentos de terra, a diminuição nos rendimentos das colheitas de alimentos, além dos riscos diretos à saúde humana. Para mitigar os efeitos das mudanças climáticas, a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) foi estabelecida por lei no Brasil, em 2009, com o intuito de promover o desenvolvimento econômico e social tendo em vista a proteção do sistema climático global (Ministério do Meio Ambiente, 2022).

O Acordo de Paris, considerado o maior acordo climático da história mundial, foi assinado em 2015 na COP21 (Conferência do Clima das Nações Unidas), com a presença de representantes de 196 países. O Acordo teve como objetivo principal não permitir que o planeta se aqueça além de 1,5 °C até o final do século 21. Cada país signatário estabeleceu metas de redução de emissão de gases de efeito estufa – GEE. Essas metas foram chamadas de Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês). A NDC é o principal compromisso internacional do Brasil na área de mudança do clima. Tendo como base o ano de 2005, a NDC brasileira reafirma o compromisso de redução das emissões líquidas totais de gases de efeito estufa em 37% em 2025, e assume oficialmente o compromisso de reduzir em 43% as emissões brasileiras até 2030 (BNDES, 2022 e Ministério das Relações Exteriores, 2021).

A tecnologia solar fotovoltaica deve se tornar a fonte dominante de geração de eletricidade em todo o mundo e uma base fundamental dos futuros sistemas de energia. Neste domínio, a ampliação da eletricidade econômica a partir de tecnologias solares é crucial para a descarbonização e transformação do setor elétrico (Livera et al., 2022). No mundo a expansão da Geração Distribuída - GD teve como fator motivador justamente a redução da emissão de gases de efeito estufa – GEE. Muitos países estão utilizando a geração distribuída a partir de fontes renováveis, principalmente a solar fotovoltaica, para substituir a geração com combustíveis fósseis, de forma a reduzir a emissão de carbono (Ministério de Minas e Energia, 2015). O crescimento da fonte solar é explicado, em parte, pela consolidação da indústria fotovoltaica nos países desenvolvidos. No Brasil, foi possibilitado, em 2012, que qualquer consumidor de energia elétrica pudesse gerar a sua própria eletricidade. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa REN nº 482/2012 que regulamentou a chamada Geração Distribuída (GD) e estabeleceu o Sistema de Compensação de energia elétrica aplicável a unidades consumidoras em todo o país com micro ou minigeração distribuída. Com as normas regularizadas pela ANEEL através da REN nº 687/2015, houve um aprimoramento da REN nº 482, trazendo mais abertura e flexibilidade para aquisições e instalações no mercado de energia solar do Brasil, graças a criação de dois entes, as cooperativas e os consórcios de energia.

As regras para autogeração de energia elétrica criadas pela ANEEL (RENs nº 482/2012 e 687/2015), possibilitaram que mais de um milhão de sistemas fotovoltaicos fossem instalados no Brasil para classes de consumo tanto residenciais quanto comerciais (ABSOLAR, 2022). Uma maneira de conseguir aprimorar o valor da tecnologia fotovoltaica é melhorando o desempenho da vida útil e otimizando as estratégias de monitoramento e operação e manutenção (O&M) (Livera et al., 2022). As boas práticas de operação e manutenção (O&M) são importantes para garantir o desempenho fotovoltaico ideal dos sistemas já instalados no país, e, ao mesmo tempo, minimizar os tempos de inatividade devido a falhas. Dessa forma, elas garantem maior confiabilidade ao sistema elétrico e maior eficiência na conversão de energia.

### 1.1. Objetivo

Este trabalho tem por objeto estabelecer as boas práticas de Operação e Manutenção de usinas solares com vistas a se alcançar maior eficiência na conversão de energia elétrica e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico. Para o alcance deste objetivo será feita uma análise documental e bibliográfica, além de entrevistas realizadas junto a gestores de operação e manutenção de empresas que atuam no mercado de energia solar no Brasil.

### 1.2. Delimitação do tema

Como delimitação deste trabalho foram consideradas as práticas de operação e manutenção para usinas solares fotovoltaicas de minigeração distribuída conectadas à rede (*on-grid*). Sendo assim, não foi considerada a microgeração e nem os sistemas não conectados à rede de distribuição de energia da concessionária (*off-grid*), que geralmente fazem o uso de sistemas de bateria para o armazenamento de energia.

Vale ressaltar, porém, que nem todos os profissionais e empresas entrevistadas se enquadraram 100% dentro deste escopo e delimitação do tema para o trabalho. Alguns também atuavam em geração centralizada, mesmo assim, contribuições importantes foram feitas por estes profissionais, por se tratar do uso da mesma tecnologia.

Houve limitações quanto ao acesso dos dados e referências científico-acadêmicas, por termos delimitado a busca ao Scopus, Web of Science e Google Scholar. Foi considerado que as principais publicações e artigos estariam ali concentrados. Alguns documentos mais recentes, porém, tinham acesso negado ou somente mediante pagamento.

Houve delimitação também quanto ao prazo, pois foram concentradas todas as entrevistas em um único mês, e a duração de cada entrevista durou mais do que o previsto anteriormente. Assim, devido ao prazo exíguo, não foi possível realizar todas as dez entrevistas que tinham sido propostas, então foi optada a realização das entrevistas com oito das dez empresas que selecionamos preliminarmente, pois foram as que mais se disponibilizaram para a realização das entrevistas. A escolha dessas empresas se deu também pela experiência que apresentavam em Operação e Manutenção (O&M) e por serem de médio a grande porte.

### 1.3. Organização da monografia

Serão abordadas as boas práticas nas etapas consideradas relevantes para os processos de O&M de plantas solares. Segundo a Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura (FAO, 2008), uma “boa prática” consiste na aplicação de técnicas identificadas e experimentadas como eficientes e eficazes em seu contexto de implantação, para a realização de determinada tarefa, atividade ou procedimento ou, ainda, em uma perspectiva mais ampla, para a realização de um conjunto destes, visando o alcance de um objetivo comum. Em diversas áreas têm sido criadas normas de boas práticas que definem a forma correta de atuar dos respectivos profissionais. Para as boas práticas de O&M, foram consideradas as etapas de projeto e construção da usina solar fotovoltaica; de planejamento da manutenção; de supervisão e monitoramento da usina e de monitoramento e avaliação do desempenho da geração.

As especificações técnicas para as boas práticas nas etapas consideradas, foram obtidas a partir da revisão da literatura acadêmico-científica, sendo assim, foi tomado como base científica principalmente artigos acadêmicos, algumas dissertações de mestrado, monografias sobre o assunto em questão, dentro outros documentos técnicos comprovadamente relevantes para o tema. A partir das definições das boas práticas de manutenção, foram realizadas entrevistas com profissionais de empresas atuantes no mercado de energia solar brasileiro, para a validação do material teórico estudado e trazido no escopo deste trabalho. Em resumo, com as entrevistas buscou-se uma análise qualitativa sobre a aplicação dessas práticas em cada etapa explorada, e uma visão macro sobre como elas são adotadas no exercício do profissional.

Este trabalho está organizado em 5 (cinco) seções. No capítulo 1, são indicados de maneira geral os objetivos do trabalho e a relevância do tema escolhido. No capítulo 2, é apresentado o contexto da energia solar no mercado brasileiro, e de forma genérica a composição de um sistema fotovoltaico e as suas perdas de eficiência. No capítulo 3, tem-se o escopo principal deste trabalho, em que são apresentadas as boas práticas de operação e manutenção (O&M). Essas boas práticas foram divididas

nas subseções “Projeto e construção”; “Manutenção & operação” propriamente dito; “Conhecimento dos profissionais”, “Supervisão e monitoramento”; “Monitoramento e avaliação do desempenho (KPIs)” e “Inovações em manutenção”. No capítulo 4, é apresentada a metodologia adotada para a pesquisa, desde os critérios para a seleção das empresas e áreas pesquisadas até a estruturação da pesquisa de campo realizada. No capítulo 5, serão apresentadas as análises e discussões decorrentes das entrevistas realizadas com os profissionais das empresas selecionadas para a pesquisa de campo. Estas análises apresentam como ponto de partida o estudo da literatura acadêmico-científica apresentado no capítulo 3.

## 2. A Energia Solar no Brasil

### 2.1. O mercado brasileiro

Em meados da década de 90 os sistemas fotovoltaicos mais comuns no Brasil eram os *off-grid* em localidades isoladas, viabilizados através de programas governamentais. O primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica no Brasil foi em 1985, instalado em um local de pesquisa no Rio Grande do Norte, operando 10kW de 1985 a 1991. Esse projeto teve cooperação internacional com a Alemanha, e posteriormente, em 1995, o sistema foi transferido para a companhia de geração de energia CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) no Recife, sendo ampliado 1kW a mais (Cana Solar, 2022). A indústria solar já estava crescendo e se desenvolvendo ao redor do mundo. Entre os anos 2001 e 2015 produziu-se um crescimento exponencial da produção de energia fotovoltaica no mundo, dobrando-se aproximadamente a cada dois anos. No Brasil esse crescimento demorou um pouco mais (Dachery, 2020).

Segundo Nelson Hubner, ex-diretor geral da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) de 2009 a 2012, o início da Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482), se deu através de uma insatisfação do cenário da indústria solar no Brasil perante o seu desenvolvimento no mundo. Na época não existia nenhuma referência, nenhuma lei ou portaria do Ministério brasileiro que pudesse ajudar a introdução desta fonte de energia no Brasil. A REN nº 482 só começou a ser formalmente discutida e aprimorada no Brasil em 2010, a partir da Consulta Pública nº 015/2010, que tinha como objetivo apresentar instrumentos regulatórios utilizados no país na área de geração distribuída, mostrar o que havia de incentivos regulatórios em outros países no mundo, e poder buscar formas de reduzir as dificuldades existentes para o uso dessa tecnologia no Brasil (Canal Solar, 2022). A partir da REN nº 482, a ANEEL estabeleceu as regras de forma mais clara e objetiva para proporcionar o acesso à Geração Distribuída (GD) no Brasil, além de apresentar um sistema de compensação de créditos aos consumidores. Somente após esta Resolução Normativa que o Brasil iniciou suas atividades com energia fotovoltaica, sendo o crescimento real mesmo dado a partir de 2014 (Dachery, 2020).

Visando aprimorar a REN 482/2012, em 2015, a ANEEL determinou, através da REN nº 687/2015 (REN 687), que geradores com potência de até 75 kW seriam considerados como microgeração de energia fotovoltaica, enquanto geradores acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW seriam considerados como minigeração. Além disso, criou modalidades para a geração distribuída de energia: autoconsumo remoto, geração compartilhada (cooperativas e consórcios) e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (geração em condomínios).

Na Figura 1, é apresentada a evolução da energia solar fotovoltaica no território brasileiro desde 2012. É nítido a informação da primeira coluna gráfica apresentada como "Até 2012", em que havia instalado somente 7 MW de potência de energia solar fotovoltaica no Brasil. Em 2013, havia 13 MW de potência instalada, um aumento de aproximadamente 86% se comparado ao valor registrado nos anos anteriores. O dado mais recente, do mês de maio de 2022, mostra que o Brasil apresentava 15,8 GW de potência total instalada de fonte solar fotovoltaica (ANEEL/ABSOLAR, 2022).

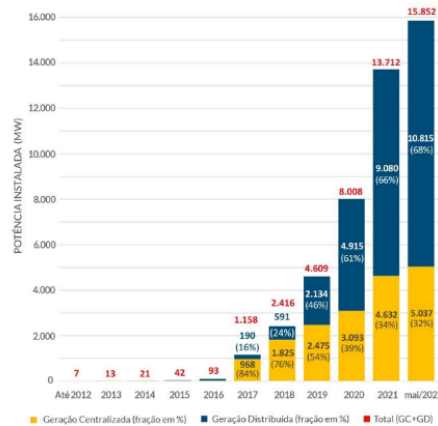


Figura 1 - Figura 1 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil (ANEEL/ABSOLAR, 2022)

A matriz de elétrica brasileira do início do mês de junho do ano de 2022 é apresentada na Figura 2, com ela é possível observar que a fonte solar fotovoltaica corresponde cerca de 7,8% da matriz total. Em meados deste mesmo mês, o Brasil atingiu 16 GW de potência instalada solar fotovoltaica, tanto a partir da Geração Distribuída quanto da Geração Centralizada, segundo compartilhamento da ABSOLAR.

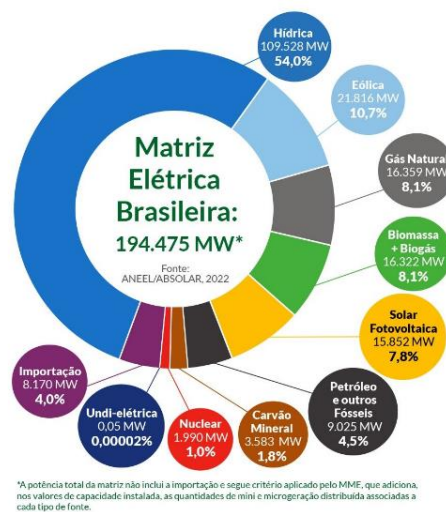


Figura 2 - Figura 2: Matriz Elétrica Brasileira (ANEEL/ABSOLAR, 2022)

Os 5,5 GW instalados em 2021 no Brasil se traduzem em um crescimento de 74% em relação ao recorde anterior de 3,2 GW em 2020. Os números de 2020 e 2021 provavelmente seriam ainda maiores se a pandemia não tivesse atingido tanto o país. Porém, se for comparado o acréscimo da capacidade solar fotovoltaica em 2021, o Brasil foi 4º país no mundo, com seus novos 5,7 GW de 2021, segundo apuração da ABSOLAR com base em dados atualizados pela ANEEL e uma publicação da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA).

Posição	País	Crescimento 2020-2021
1º	China	52,9 (GW)
2º	Estados Unidos	19,9 (GW)
3º	Índia	10,3 (GW)
4º	Brasil	5,7 (GW)
5º	Alemanha	4,7 (GW)
6º	Japão	4,4 (GW)
7º	Coreia do Sul	3,5 (GW)
8º	Holanda	3,2 (GW)
9º	Espanha	3,1 (GW)
10º	França	2,6 (GW)

Figura 3 - Figura 3: Ranking de países com maior crescimento da energia solar fotovoltaica no período de 2020 a 2021 (ABSOLAR, 2022)

Os dois principais segmentos de mercado do país são:

**Geração centralizada:** projetos de grande porte acima de 5 MW que comercializam sua energia por meio de leilões de mercado regulado realizados pelo governo ou por meio de PPAs (*Power Purchase Agreement*) bilaterais no mercado livre de energia elétrica; e

**Geração distribuída:** projetos de pequeno e médio porte, iguais ou inferiores a 5 MW que são elegíveis para medição líquida, de acordo com a regulamentação nacional brasileira, REN nº 482/2012, e a nova lei que trata do marco legal da geração distribuída no Brasil, Lei nº 14.300/2022.

De acordo com a ABSOLAR, que representa empresas nacionais e internacionais de todas as partes da cadeia de valor do setor, mais de R\$ 78,5 bilhões foram investidos em energia solar fotovoltaica no país entre 2012 e o início de abril de 2022, criando mais de 450.000 empregos durante este período.

A geração distribuída solar fotovoltaica registrou seu maior crescimento histórico no país no ano de 2021. No entanto, esse recorde pode ser superado em 2022. O mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil está pronto para um forte crescimento, especialmente após a aprovação da tão esperada lei de geração distribuída (Lei nº 14.300/2022), que trouxe mais segurança jurídica, estabilidade, previsibilidade e transparência para o mercado. Durante 2022 e nos anos seguintes, espera-se que a geração distribuída de energia solar fotovoltaica experimente uma forte curva de crescimento, devido à combinação do aumento dos preços da eletricidade e da queda dos preços do sistema. Isso torna o Brasil um dos mercados mais promissores não apenas na América Latina, mas globalmente (Global Market Outlook, 2022).



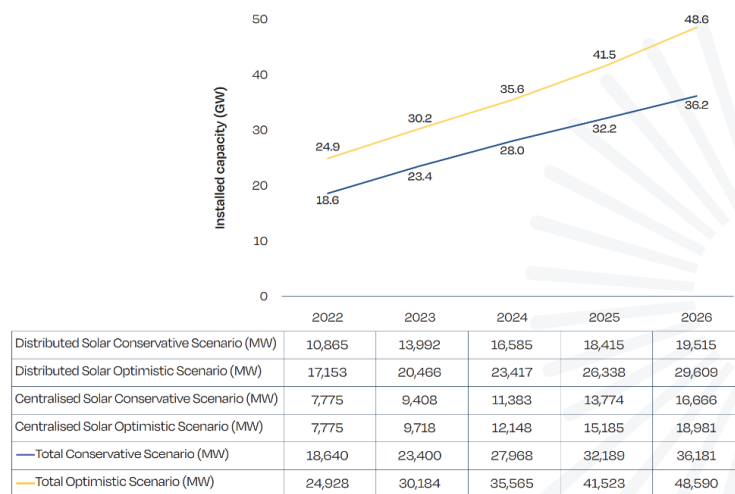


Figura 4 - Figura 4: Previsão da Capacidade Acumulativa Instalada de Solar Fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR/EPE, 2022)

## 2.2. Os principais equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico

### 2.2.1. Módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células (Pinho e Galdino, 2014). Através do efeito fotovoltaico, ocorre a conversão da luz

solar em eletricidade CC. As células solares podem ser feitas de silício cristalino, policristalino ou tela fina (amorfo) são conectadas em série e encapsuladas em um módulo fotovoltaico (Vasita, 2018).

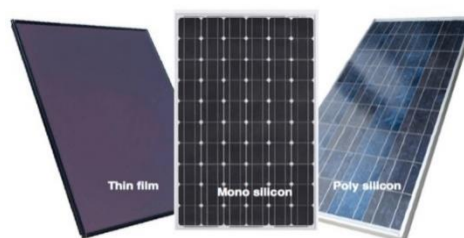


Figura 5 - Figura 5: Módulos fotovoltaicos (Vasita, 2018)

As principais características das células solares que constituem os módulos fotovoltaicos, são (Enel Green Power, acesso 16/06/2022):

- **Silício monocristalino (m-Si):** o módulo possui uma coloração azul escuro, as células possuem bordas chanfradas e consistem em cristais monocristalinos de silício, estando todos na mesma

orientação. A presença da luz solar perpendicular nos módulos, garante uma boa produção de energia, tendo uma eficiência de 18 a 21%;

- **Silício policristalino (p-Si):** o módulo possui uma coloração azul brilhante, composto de cristais de silício que não estão orientados da mesma forma. Esse tipo de módulo possui uma eficiência menor, quando comparado ao monocristalino (15 a 17%), porém, sua produção requer menos material e energia, resultando em um custo final menor que o monocristalino;
- **Filme fino (amorfo a-Si):** este é o módulo de menor eficiência, mas o custo por metro quadrado é a metade do silício cristalino. Se a área disponível não for um problema, a tecnologia pode ter um melhor custo-benefício. Se adaptam para ter um bom funcionamento, tanto com luz difusa quanto com altas temperaturas (América do Sol, acesso 16/06/2022).

Quadro 1 - Tipos de painéis solares (Instituto solar, maio de 2019)

Tipos de painel solar	Vantagens	Desvantagens
Monocristalino	Alta eficiência/desempenho; Estética	Custos mais altos
Policristalino	Baixo custo	Menor eficiência/desempenho
Filme fino	Portátil e flexível; Peso leve; Estética	Menor eficiência/desempenho; Menor durabilidade

Todas as informações técnicas do módulo são fornecidas pelo fabricante em uma placa de identificação que fica no verso do painel fotovoltaico. A qualidade e a segurança do módulo FV são asseguradas através de certificações e garantias. No Brasil, o principal selo de qualidade, que garante a durabilidade dos equipamentos, é a certificação do INMETRO (Instituto solar, acesso 16/06/2022). Porém, para garantir o desempenho e vida útil de um painel solar, é necessário que ele também seja certificado pelos padrões estabelecidos na IEC 61215-2 (Portal Solar, acesso 16/06/2022).

A eficiência do módulo PV é medida pela razão entre a energia elétrica emitida pelos terminais e a energia da radiação solar que atinge a superfície do módulo. As condições padrões de teste (STC) consideram uma irradiância solar de 1.000 watts/m<sup>2</sup> a 25°C de temperatura da célula solar, com uma

referência solar de irradiância espectral chamado Massa de Ar 1,5 (AM1.5), conforme definido no IEC 60904-3 (Portal Solar, acesso 16/06/2022). Se cada metro quadrado for afetado por 1.000 watts de energia solar, a porcentagem de energia que é realmente convertida em eletricidade utilizável constitui a eficiência do módulo (Enel Green Power, acesso 16/06/2022).

Vale ressaltar que a eficiência do módulo fotovoltaico, geralmente, não é considerada um fator decisório no projeto de sistemas solares. Exceto, quando existe uma limitação da área disponível para instalação do painel fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014).

### 2.2.2. Arranjo Fotovoltaico

Uma *string* é um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série, geralmente 25 a 30 módulos. Ela é projetada para fornecer uma tensão de saída em uma faixa compatível com a faixa de tensão de entrada do inversor. As strings então, são conectadas em paralelo e um determinado número de *strings*

forma um *Array Junction Box* (AJB), também conhecido como *String Combiner Box* (SCB), desta forma, a capacidade DC será atingida. Em resumo a *string* (conectadas em série) aumentam a tensão de saída e a *stringbox* (conectadas em paralelo) aumentam a corrente elétrica de saída (Vasita, 2018). A combinação das duas configurações de células fotovoltaicas aumentará a saída de energia (Ying-YI Hong, Rolando A. Pula, 2022).

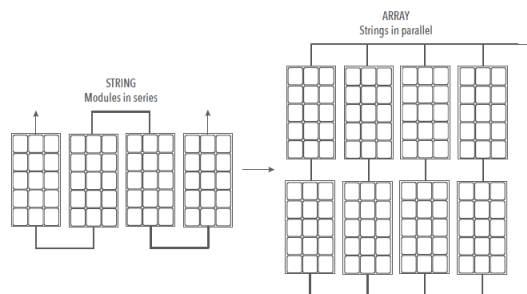


Figura 6 - Conexões em série e em paralelo de módulos fotovoltaicos (Vasita, 2018)

As *stringbox* são conectadas em caixas de junção, com o intuito de proteger a parte CC da usina solar, sendo elas conectadas com os módulos fotovoltaicos e os inversores, como já mencionado anteriormente. A caixa de junção atua protegendo de possíveis sobrecorrentes, sobretensão, impedindo a ocorrência de curto-circuito e/ou surto elétrico. Caso ocorra algum desses acidentes, ela atua desconectando o circuito e protegendo os componentes (SOLARVOLT, 2016 apud Letícia Aquino, 2021, p.44).

## 2.2.3. Rastreador Solar (Tracker)

O *tracker*, também conhecido como rastreador solar, proporciona melhor um aproveitamento da radiação solar e consequentemente um aumento na produção de energia. Isso ocorre porque o *tracker* “segue” a posição do sol no decorrer do dia. O funcionamento do *tracker*, ilustrado na Figura 7, varia conforme o modelo, mas, de forma geral, é calculado o melhor ângulo para o módulo fotovoltaico em cada momento do dia e em cada dia do ano para determinada localização (Dachery, 2021).

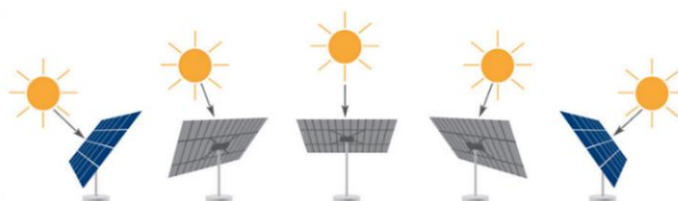


Figura 7 - Funcionamento do *tracker* (Dachery, 2020)

Quadro 2 - Vantagens e desvantagens do uso do tracker

Vantagens	Desvantagens
Ganho de produção de energia de 25 a 45%	Custo alto
Melhora a forma em que a potência é entregue	Frequência das manutenções
	Preocupação quanto ao local de instalação

Abaixo, na Figura 8, é feita a comparação da energia gerada por um sistema fixo e outro com o rastreador solar.

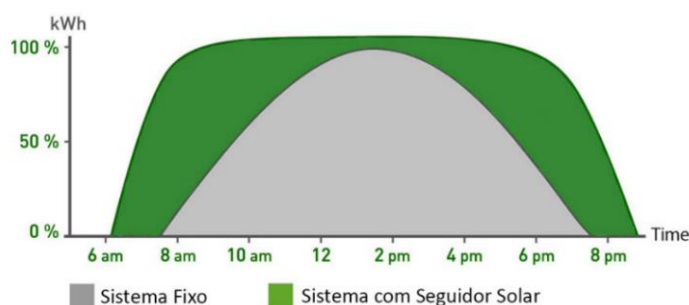


Figura 8 - Energia gerada com o tracker (Portal solar, acesso em 17/06/2022)

## 2.2.4. Inversor

O inversor é um dos equipamentos mais críticos do sistema fotovoltaico, sendo ele o responsável pela inteligência do sistema. Ele é um dispositivo eletrônico responsável pela conversão da corrente contínua (C.C.) em corrente alternada (C.A.). A energia elétrica em C.C. é proveniente dos módulos fotovoltaicos. A tensão C.A. de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados as cargas a serem alimentadas. No caso de sistemas conectados à rede elétrica (por exemplo, o sistema fotovoltaico) a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (Pinho e Galdino, 2014).

Em resumo, o inversor fotovoltaico conectado à rede, possui as seguintes características (Vasita, 2018):

- Extrair potência máxima dos módulos fotovoltaicos (otimizando a impedância de entrada do inversor);
- Converter energia CC em energia CA;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Sincronizar a potência CA de saída com a fase, frequência e tensão de rede disponível para alimentar a potência fotovoltaica na rede;
- No caso de falha na rede, o inversor auto desabilita;
- Garantir a proteção do sistema fotovoltaico (lado CC) contra polaridade reversa, sobrecorrente, sobretensão e surto;
- Garantir a proteção do sistema fotovoltaico (lado CA) contra falhas de rede (por exemplo: sobre/subtensão, sobre/subfrequência, alta taxa de mudança de frequência), falta à terra, corrente residual ou condições de falha etc.;
- Garantia de fábrica de pelo menos dois anos.

De acordo com os ensaios de equipamentos fotovoltaicos do Inmetro (INMETRO, 2011), a eficiência do inversor isolado deverá ser superior a 80% na faixa de operação entre 10 e 50% da potência nominal e igual ou superior a 85% na faixa entre 50 e 100% da potência nominal (Figura 9). Nos dias atuais, o mercado de inversores apresenta eficiências bem altas, permitindo especificações de níveis superiores a 85 e 90%. Segue um gráfico com as curvas de eficiência para cargas resistivas de alguns inversores para uso em sistemas fotovoltaicos isolados (Pinho e Galdino, 2014).

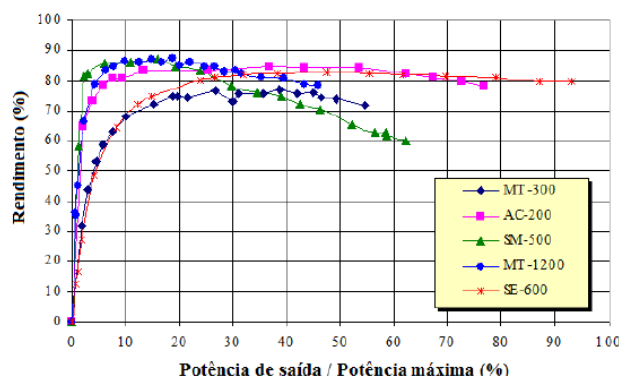


Figura 9 - Eficiência do inversor (COUTO, 2000; Pinho e Galdino, 2014, p.233)

De acordo com Pinho e Galdino, uma possível classificação de tipos de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é a seguinte:

- Inversores centrais – inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, comumente utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs).
- Inversores *Multistring* – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com *SPPMs* (*Seguidores do Ponto de Potência Máxima*) para conexão de strings de módulos. São usualmente utilizados em instalações urbanas. A faixa de potência está em dezenas de kWp.
- Inversores de *String* – inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados a instalações de microgeração (até 10kWp).
- Módulos C.A. – módulo fotovoltaico associado a um micro inversor.

## 2.2.5. Cabine ou Eletrocentro

A cabine ou Eletrocentro é uma central que possui equipamentos que realizam a conversão de energia C.C. para corrente trifásica alternada em média tensão. Ela é composta pelos seguintes equipamentos: inversor C.C./C.A., transformador BT/MT, cubículos de MT, serviços auxiliares, painéis de comunicação etc.

No serviço auxiliar, tem-se transformadores de baixa tensão, painéis de distribuição, fonte de alimentação e equipamentos de proteção.

Os circuitos de média tensão de 34,5kV, liga as cabines de conversão com a subestação coletora de energia (Aquino, 2021, p.47).



Figura 10 - Eletrocentro da UFV São Gonçalo (Fonte: Autoria própria, maio de 2022)

## 2.3. Eficiência da usina solar fotovoltaica

Esta seção abordará as falhas presentes no sistema fotovoltaico que afetam diretamente na sua eficiência. A detecção das falhas fotovoltaicas é essencial para manter a confiabilidade do sistema. Elas podem acontecer tanto no lado C.C. quanto no C.A., logo, é imprescindível a detecção, classificação e localização das falhas com o intuito de mitigar novas falhas, prevenir acidentes e reduzir as perdas de energia gerada.

O desenvolvimento desta seção usou como base o artigo "Methods of Photovoltaic fault detection and classification: A review" escrito por Ying-Yi Hong e Rolando A. Pula, em abril de 2022.

### 2.3.1. Tipos de falhas fotovoltaicas

As falhas presentes no sistema fotovoltaico podem acontecer em diferentes partes do sistema, seja nos módulos fotovoltaicos, dispositivos elétricos, MPPT (Rastreamento do ponto de máxima potência), inversor etc. Estas falhas podem ser decorrentes de fatores externos ou internos. Elas também podem ser identificadas como falhas permanentes ou temporárias. Um exemplo de falha permanente seria uma fiação elétrica desconectada e uma falha temporária seria o acúmulo de poeira nos módulos fotovoltaicos.

A seguir serão listadas todas as possíveis falhas fotovoltaicas. A Figura 11 refere-se a um diagrama de blocos simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Através da figura, é possível identificar algumas falhas, que serão detalhadas posteriormente.

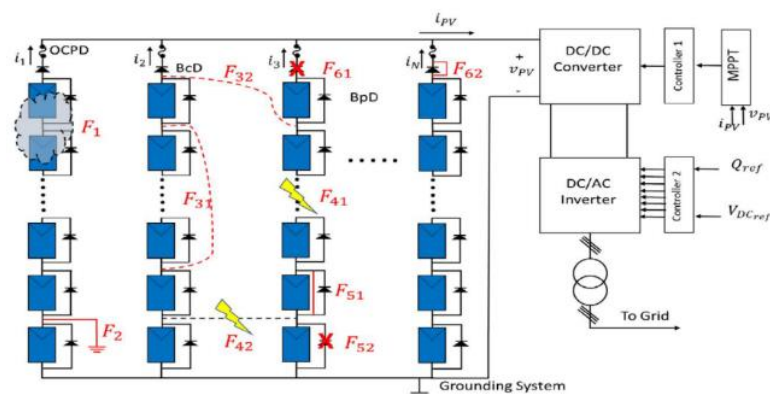


Figura 11 - Sistema FV conectado à rede com diferentes tipos de falhas identificadas (Ying-YI Hong, Rolando A. Pula, 2022)

#### 2.3.1.1. Falha de incompatibilidade

A falha de incompatibilidade (F1), como ilustrado na Figura 11 acima, está presente se pelo menos um dos módulos FV tiver parâmetros elétricos diferentes dos demais. Esta falha pode ser caracterizada como temporária ou permanente. Ela será temporária quando tiver um sombreamento parcial nos módulos, ocasionados por vegetação, nuvens, posição angular do módulo (sombreamento entre os módulos) etc. já uma falha permanente é decorrente da degradação do módulo FV, módulos defeituosos, circuito aberto nos módulos ou strings fotovoltaicas.

#### 2.3.1.2. Falha de aterramento

A falha de aterramento (F2), como ilustrado na Figura 11, está presente quando condutores de transporte de não corrente (como *trackers*, estrutura dos módulos PV etc.) são expostos a um condutor de

transporte de corrente. Essa exposição pode acontecer devido o derretimento de isolamento, corrosão, corte de um fio ou fiação deficiente.

#### **2.3.1.3. Falha linha a linha**

A falha linha a linha (F31 e F32), como ilustrado na Figura 11, ocorrem devido curtos não intencionais entre dois potenciais de um arranjo fotovoltaico. Ela pode ocorrer entre strings adjacentes ou dentro de uma única *string*. Quando se têm baixa irradiação, esta falha pode não ser detectada, devido à produção de uma pequena corrente que não é detectada pelos dispositivos de proteção contra sobrecorrente.

#### **2.3.1.4. Falhas de arco**

As falhas de arco (F41 e F42), como ilustrado na Figura 11, ocorrem nas conexões/junções presentes no sistema fotovoltaico. Outra causa deste tipo de falha, é devido o rompimento do isolamento entre condutores de transporte de corrente adjacentes. Logo, uma falha de arco pode ocorrer no lado CC ou CA do sistema. Esta falha é muito perigosa, podendo ocasionar um incêndio, logo, ela precisa ser detectada o quanto antes.

#### **2.3.1.5. Falhas de diodo**

A falha de diodo de *by-pass* (BpD) pode ocorrer quando ele está em curto (F51) ou aberto (F52). Este diodo é fundamental na compensação de perdas e potência e na diminuição do efeito de sombreamento no módulo.

A falha de diodo de bloqueio (BcD) pode ocorrer quando ele está aberto (F61) ou em curto (F62). Este diodo fornece corrente reversa de proteção.

#### **2.3.1.6. Falhas na caixa de junção**

A caixa de junção serve para proteger as fiações elétricas entre as strings fotovoltaicas e um terminal externo. Este tipo de falha ocorre devido falha humana, fixação solta, fiação deficiente, montagem inadequada, corrosão, umidade nos conectores.

#### **2.3.1.7. Falhas de Ponto quente**

O ponto quente ocorre quando se aumenta a temperatura de um sistema fotovoltaico. Esta falha afeta o desempenho e o ciclo de vida do módulo fotovoltaico afetado. As células impactadas pelo ponto quente tornam-se reversamente polarizadas, agindo como uma carga, ou seja, consomem energia gerada pelas demais células e, desta forma, aumenta a temperatura das células afetadas.

No **Anexo A**, encontra-se um quadro com os principais tipos de falha, a localização (CC ou CA) e o equipamento afetado.

### **2.3.2. Perdas de energia – Causa externa**

#### **2.3.2.1. Restrição Operativa**

De acordo com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) a definição para restrição operativa é "limitação operativa em equipamentos, instalações ou sistemas que deve ser considerada num determinado período" (ONS, 2020, p.39).



A restrição operativa, também conhecida como *constrained-off*, ocorre quando há instabilidade entre a geração de energia elétrica e a demanda energética, ou seja, quando temos uma geração de energia maior do que a demanda e vice-versa; limitações técnicas nas linhas de transmissão e indisponibilidade do sistema elétrico devido falhas externas na rede de transmissão (Aquino, 2021, p.77).

A produção de energia elétrica das usinas solares é reduzida ou interrompida temporariamente dentro de um período determinada pela ONS. Desta forma, ocorre a redução da geração das plantas fotovoltaicas, prejudicando o cumprimento das obrigações assumidas nos contratos de compra e venda de eletricidade, implicando em perdas para as geradoras (Olivieri, 2021).

O ONS ainda não ressarça o valor do MWh perdido durante a restrição operativa. É necessário que os produtores de energia protocolam junto a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) pedidos de ressarcimento dos valores que tiveram que pagar, devido ao descumprimento de obrigações contratuais por causa das restrições impostas (Olivieri, 2021).

### 2.3.2.2. Excedente de energia

O excedente de energia ocorre quando a usina geradora de energia elétrica ultrapassa o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que é medido em MW sendo definido pela ONS como “potência média integralizada em intervalos de quinze minutos contratados por usuários do sistema de transmissão, por ponto de conexão [...]”. Caso ocorra o excedente de energia, a unidade geradora terá uma multa a pagar, gerando um prejuízo financeiro (ONS, 2020, p.30 apud Aquino, 2021 p.78).

A unidade geradora junto ao centro de operação e monitoramento deve acompanhar os valores de potência ajustado no Controlador da Usina fotovoltaica, conhecido como PPC (*Power Plant Controller*) (Aquino, 2021 p.78).

O PPC controla diferentes grandezas elétricas, podendo limitar a potência da usina fotovoltaica. Além da perda financeira, o excedente de energia pode causar danos na linha de transmissão (LT) onde a energia é entregue (Aquino, 2021 p.78).



### 3. Boas Práticas de Operação & Manutenção

#### 3.1. Projeto e construção da usina

Segundo Ara et al., (2022), o projeto de engenharia e modelagem de uma usina fotovoltaica é um elemento crucial do ciclo de vida do EPC (*"Engineering, Procurement, Construction"* – em português, 'Engenharia, Compras, Construção'), pois orienta todo o processo do EPC, desde a conceituação às decisões de investimento e à construção real da usina solar. É também um processo altamente iterativo no qual as contribuições de todas as principais partes interessadas são consideradas, para gerar o plano de projeto mais adequado para uma usina fotovoltaica bem-sucedida e eficiente.

Como melhor prática, todos os padrões e procedimentos de licenciamento aplicáveis localmente devem ser claramente descritos e considerados no início do processo de projeto. Mais tarde, diferentes partes interessadas podem ter diferentes requisitos de projeto e engenharia para realizar seus respectivos serviços. Boa comunicação e ajustes oportunos do projeto de engenharia ao longo do caminho são fortemente recomendados para garantir a qualidade em todo o processo.

Partindo de um conceito técnico básico, o projeto de engenharia é em si um processo que evolui e é constantemente refinado à medida que o seu desenvolvimento avança. Ele evolui para um projeto detalhado de execução emitido para construção. Uma vez que as fases de construção e de comissionamento estejam concluídas, um conjunto detalhado de documentos *"as built"* é entregue ao provedor de serviços de O&M.

Um projeto pode ser subdividido nas seguintes fases:

- Projeto básico;
- Projeto preliminar;
- Projeto de execução;
- Projeto *"as built"*.

No **Anexo B**, encontra-se um esquemático com a visão geral das etapas do projeto de engenharia, os principais marcos e entregas, retirado do artigo Ara et al., (2021).

##### 3.1.1. Projeto básico

O projeto básico é a primeira avaliação do projeto de engenharia e, às vezes, é considerado parte do "desenvolvimento do projeto" inicial. Nesta fase, o desenvolvedor pode não ter uma compreensão clara das características do local do projeto, como topografia, hidrologia e obstáculos. O principal objetivo do conceito de projeto nesta fase inicial é verificar a viabilidade do projeto.

Geralmente, o conceito básico de projeto inclui um layout inicial (layout preliminar) para a planta, simulação de rendimento de energia, avaliação de conexão de rede e uma lista de materiais indicativa (BOM) apenas para os componentes principais:

- Módulos fotovoltaicos – fabricante, modelo e classe(s) de potência;
- Inversores - fabricante e modelo;
- *Tracker* (se houver) - fabricante e modelo.

O uso de software de simulação para comparar diferentes conjuntos de tecnologias de módulos ou inversores, bem como estruturas de montagem e diferentes layouts de plantas, pode ser benéfico na escolha do projeto ideal em termos de rendimento energético previsto e estrutura de custos.

Normalmente, o conceito do projeto básico com capacidade total instalada, projeto de layout indicativo e diagrama unifilar é suficiente para iniciar o processo de licenciamento. No entanto, versões mais detalhadas do conceito de projeto básico podem ser produzidas para facilitar o desenvolvimento antecipado de marcos de licenciamento ou licitação em procedimentos de licitação, dependendo dos requisitos do caso concreto.

Estabelecer os requisitos de projeto e realizar a análise de requisitos são os elementos mais importantes no processo de projeto, e essa tarefa geralmente é realizada ao mesmo tempo que uma análise de viabilidade.

À medida que o projeto avança, o desenvolvedor adquirirá mais informações, desde que sejam realizados os seguintes estudos: avaliação do local, análise de recurso solar, estudos ambientais, requisitos de licenciamento e avaliação de interconexão.

É uma boa prática que o desenvolvimento do projeto seja feito em estreita coordenação com as partes interessadas envolvidas, como investidores, comunidades locais, bancos, fornecedores, operadores de rede, autoridades nacionais e locais etc. Quanto mais detalhado e acordado pelas partes interessadas for o projeto, melhor apoiará o desenvolvimento do modelo financeiro do projeto.

Como melhor prática, a viabilidade técnica do projeto precisa ser confirmada. Os fornecedores propostos dos principais componentes precisam ser verificados quanto a um histórico satisfatório e garantias relevantes. Essas etapas são especialmente importantes quando são considerados projetos de escala de utilidade ou projetos comerciais e industriais. As partes interessadas financeiras que não possuem suas próprias equipes técnicas internas podem, em vez disso, contar com assessores técnicos especializados para realizar os estudos e relatórios relevantes e confirmar a qualidade do projeto básico.

### **3.1.2. Projeto preliminar**

Um projeto básico detalhado geralmente fornece base suficiente para tomar uma decisão de investimento ou organizar o financiamento. No entanto, dependendo das partes interessadas envolvidas, realizar esse marco pode exigir medições mais precisas da topografia do local, bem como aspectos regulatórios e financeiros de fechamento a serem considerados em um conceito de projeto preliminar.

Um elemento chave dos projetos preliminares é um levantamento topográfico. Um levantamento do local baseado no solo deve ser aprimorado por meio de um levantamento topográfico completo usando um drone, que pode produzir ortomosaicos do local, Modelos Digitais de Elevação (DEM) e mapas de Nuvem de Pontos. Usar um drone para coletar o terreno e a cena de sombreamento (tanto próximo quanto no horizonte) é vital para garantir um design de matriz ideal para uma determinada área de terra. Se um provedor de serviços EPC está pensando em usar módulos bifaciais, uma estimativa de albedo também pode ser feita a partir da fotogrametria do drone.

O projeto preliminar deve incluir uma lista preliminar de materiais (BOM) para fins de orçamento. A lista de materiais fornece uma indicação bastante precisa das quantidades, de modo que os *terms sheets* (vinculantes ou não) podem ser coletadas de fornecedores e contratados. O *term sheet* é o documento hábil para o empreendedor e o investidor visualizarem as cláusulas principais do futuro contrato e suas respectivas implicações jurídicas.

### **3.1.3. Projeto de execução**

À medida que o projeto preliminar é alterado e/ou aprovado pelo Proprietário, o prestador de serviços de EPC deve passar para a fase de projeto de execução, incorporando todas as plantas de construção e instruções de trabalho relevantes.

Uma vez finalizado o projeto, ele deve fornecer todas as informações necessárias para solicitar uma conexão à rede, bem como todos os parâmetros necessários para uma análise de impacto da rede (se necessário).

Uma especificação totalmente detalhada do equipamento e lista de materiais (incluindo as peças sobressalentes) deve ser produzida. Como parte do projeto de execução, os planos de construção teriam os relatórios finais de cálculos e avaliações de todas as estruturas elétricas e civis.

Os planos de aceitação de fábrica devem ser definidos para os principais equipamentos. Além disso, procedimentos de comissionamento e teste devem ser fornecidos ao Proprietário/desenvolvedor para verificação e aprovação.

Para grandes ativos, o monitoramento de construção baseado em drones é recomendado durante a construção. Esses dados fornecem uma excelente ferramenta de gerenciamento de risco e ajudam a garantir a integridade da construção versus planos de projeto, capturando quaisquer desvios ou alterações de projeto à medida que ocorrem.

#### **3.1.4. Projeto “as built”**

Depois que o sistema fotovoltaico é aceito pelo Proprietário do Ativo ou pelo desenvolvedor através do Certificado de Aceitação Provisória (PAC) o projeto entra no estágio de entrega. Esta é a fase do projeto em que o provedor de serviços EPC deve entregar toda a documentação de projeto que detalha como a planta fotovoltaica foi construída (documentação de projeto as-built). Isso é importante ressaltar, pois durante a fase de construção parte do projeto de execução pode sofrer alterações devido a imprevistos, erros de projeto, terreno ou dificuldades subterrâneas.

Um modelo dimensional e geoespacialmente preciso do ativo pode ser gerado a partir dos dados de monitoramento de construção capturados por drones, que podem ser usados para atualizar o gêmeo digital. Se o monitoramento da construção não tiver sido realizado, um único voo de fotogrametria pode produzir um registro de construção do layout da matriz visível. Também é possível gerar um modelo 3D do novo ativo para posterior modelagem e verificação de rendimento usando abordagens de fotogrametria mais aprimoradas. Essa captura e modelagem de dados podem ser valiosas como parte da documentação de transferência do provedor de serviços de EPC para o Proprietário do Ativo e o provedor de serviços de O&M.

Na fase de construção, a usina solar fotovoltaica é instalada com base nos manuais de instalação fornecidos pelos fornecedores para garantir o armazenamento, manuseio e instalação adequados dos sistemas de montagem, módulos fotovoltaicos, inversores, transformadores, cabeamento, sistema de monitoramento/sensores e outros componentes do sistema de equilíbrio. Isso também garante a qualidade da instalação, bem como a estabilidade a longo prazo do sistema fotovoltaico.

Um cronograma adequado e a preparação de várias atividades em torno da construção são importantes e devem preferencialmente ser organizados de acordo com técnicas comuns de gerenciamento de projetos. Isso inclui a definição clara de objetivos, atividades e responsabilidades, planos de tempo e marcos, planejamento de custos e garantia de qualidade. Para conseguir isso, é necessário um fluxo eficaz e eficiente de comunicação, documentação e relatórios entre o Proprietário do Ativo, o prestador de serviços EPC e os subcontratados.

A atividade geral de construção pode ser dividida em duas fases: em primeiro lugar, a fase preparatória, relacionada com as atividades preliminares e, em segundo lugar, a fase de execução da construção, incluindo a preparação do local, os trabalhos civis, mecânicos e elétricos necessários para concluir a planta e trazê-la para a fase de produção.

### 3.1.5. Fase preparatória de construção

A fase preparatória da construção inclui as atividades de planejamento e preparatórias que garantem a realização suave da planta fotovoltaica. Para isso, é importante que o projeto de construção seja corretamente configurado de acordo com os princípios de gerenciamento de projetos: o “*Asset Owner*” (proprietário do ativo) e o provedor de serviços EPC definem a organização e os objetivos do projeto, organizam as principais partes do projeto em uma estrutura de divisão de trabalho (WBS), deduzam um cronograma com pacotes de trabalho claramente definidos, incluindo responsabilidades/responsabilidades (matriz de responsabilidade, por exemplo, uma matriz RACI), interdependências, duração e recursos.

Essa fase pode ser subdividida em:

- Pesquisa do local;
- Gestão das partes interessadas;
- Elaboração do plano de construção;
- Verificação e finalização de alvarás de obras;
- Ativação de fornecedores externos (de serviços e dos materiais).

### 3.1.6. Fase implementação da construção

As atividades do canteiro de obras devem ser supervisionadas pelo Gerente de Construção do provedor de serviços EPC na fase de implementação da construção. Ele deve coordenar com o Gerente de Construção do Proprietário do Ativo e o Supervisor de Construção o monitoramento e controle de subcontratados. Ao longo da construção, os voos de drones para o monitoramento da construção devem ser realizados periodicamente para monitorar, registrar e relatar o progresso e a qualidade da construção em andamento. Os dados dessas varreduras também podem fornecer suporte valioso para a equipe de segurança, gerenciamento de estoque, aderência ao planejamento e às regulamentações ambientais.

Essa fase pode ser subdividida em:

- Organização do canteiro de obras;
- Trabalho civil;
- Trabalhos eletromecânicos;
- Trabalhos auxiliares;
- Conexão à rede;
- Verificações e testes funcionais;
- Conclusão mecânica;
- Treinamentos do proprietário do ativo e do provedor de O&M.

## 3.2. Operação & Manutenção

Todo sistema fotovoltaico (SFV) possui o processo de Manutenção e Operação, também conhecido como O&M. Essa gestão inicia-se após a usina solar entrar em operação efetivamente (EMAP Solar, 2020). O sistema deverá passar por inspeções e manutenções regulares, tendo como principal propósito, uma operação eficiente e livre de falhas que afetem a produção (Pinho e Galdino, 2014).

O funcionamento de uma usina fotovoltaica é dividido em duas partes (EMAP Solar, 2020):

1. Operação: operação em tempo real do funcionamento e performance da usina fotovoltaica.
2. Manutenção: ações corretivas e preventivas que visam minimizar as perdas de energia.

Para que a usina fotovoltaica opere com a sua capacidade máxima de geração, recomenda-se a elaboração de planos de operação e manutenção, baseando-se nas recomendações feitas pelos fabricantes dos equipamentos utilizados no sistema e nas normas pertinentes à segurança e à utilização dos equipamentos envolvidos na instalação fotovoltaica (Pinho e Galdino, 2014).

O plano de Operação e Manutenção de uma usina fotovoltaica deve possuir as seguintes diretrizes (Tansy et al., 2018):

1. Contatos dos responsáveis, tais como, proprietária da usina, concessionária, jurisdição local, números de emergência.
2. Documentações de todo o sistema fotovoltaico (desenhos técnicos, diagramas elétricos unifilares, desenhos da planta da usina FV, especificações, registros fotográficos, medidas de segurança, garantia dos equipamentos instalados, manuais de operação, contratos de manutenção preventiva, dentre outros).
3. Descrição das manutenções preventivas pelos fabricantes dos equipamentos instalados, a fim de, preservar as garantias e otimizar o fornecimento de energia do sistema. Possuir detalhes de custo e fornecedor atual de cada manutenção preventiva e instruções especiais, como o horário em que o trabalho deve ser realizado, acesso ao local, local onde os veículos podem ser estacionados e os equipamentos utilizados preparados.
4. Possuir descrições de indicadores operacionais, medidores e mensagens de erro; descrições de qualquer configuração de monitoramento físico e procedimentos pelos quais os dados de desempenho devem ser arquivados e relatados; e procedimentos pelos quais os dados são examinados regularmente para diagnóstico e análise do sistema.
5. Possuir um inventário com as peças sobressalentes na usina ou de fácil acesso pela equipe de manutenção. Implementar um processo para determinar a necessidade de outras peças sobressalentes serem solicitadas com base no histórico de falhas dos componentes.
6. Definir claramente as métricas e eventos de disponibilidade e desempenho fora do controle de gerenciamento.
7. Treinar e preparar a equipe de manutenção para trabalhar com os equipamentos da usina;
8. Implementar o registro cronológico de O&M: ordem de serviço (OS) e rastreamento de tarefas para incluir relatório de comissão inicial, relatórios de inspeção e histórico de O&M em andamento.
9. Estabelecer um procedimento para responder a alertas de diagnósticos de monitoramento ou mensagens de erro. Compilar todos os problemas comuns em um "guia de solução".
10. Listar todos os equipamentos com marca, modelo e números de série e mapa de colocação no sistema (para detectar tendências em defeitos de fabricação); para cada peça, liste um fornecedor de peça de reposição.
11. Determinar critérios para decidir se deve reparar ou substituir um componente.
12. Estabelecer procedimentos para testes de religamento do equipamento após um reparo.
13. Orçamento para o programa de O&M, incluindo custos de monitoramento e diagnóstico, manutenção preventiva, manutenção corretiva e exposição mínima (linha de crédito) se for necessária a substituição do inversor ou manutenção corretiva mais cara.

As manutenções preventiva, corretiva e preditiva são fundamentais para a confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade de um sistema SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede), sendo regido pela norma brasileira **ABNT NBR 5462:1994**. Elas são essenciais para manter a qualidade e a vida útil dos equipamentos de uma usina solar. O conjunto das três manutenções são os pilares para uma operação eficiente.

Segundo o artigo "Boas práticas de manutenção preventiva em sistemas fotovoltaicos" desenvolvido pelo Wilison Andson (2019) alguns procedimentos são fundamentais para a manutenção das usinas fotovoltaicas.

#### a) Equipe de profissionais O&M

Os profissionais que realizarão os serviços de manutenção em sistemas fotovoltaicos deverão ser devidamente qualificados. Os autores mencionam a certificação de qualificação do profissional, para a realização de serviços de manutenção de sistemas fotovoltaicos, e como as entidades internacionais, tais como CSA, NABCEP e *Solar Energy International*, vêm dedicando-se no sentido de disponibilizar no mercado uma mão de obra devidamente qualificada via processo de certificação. No Brasil, ainda não se verifica tal processo de certificação. A equipe responsável pela manutenção deve ser integrada por profissionais que além dos conhecimentos técnicos deverão ser habilitados e treinados conforme a Norma NR-10 do Ministério do Trabalho, curso de primeiros socorros, e para o caso de sistemas

instalados em telhados, deve-se seguir a Norma NR-35. É importante também que a equipe saiba manusear adequadamente as ferramentas e equipamentos utilizados para inspeção e manutenção em sistemas fotovoltaicos.

b) Recomendações referente a ferramentas e instrumentação

Segundo os autores, é necessário sempre usar ferramentas adequadas, secas e com cabos isolados. Além disso, a instrumentação deverá estar com seu certificado de calibração e aferição dentro da validade. Deve ser observado que na aquisição de instrumentos deverá ser solicitado que este se faça acompanhar do mencionado certificado. É importante que os instrumentos de medição sejam verificados regularmente quanto à sua funcionalidade e precisão.

c) Recomendações sobre segurança

Os principais requisitos de segurança durante a manutenção de sistema fotovoltaico incluem o uso adequado de procedimentos de identificação, uso de equipamento de proteção individual (EPI), desconectar com segurança circuitos ativos, e observação apropriada em conformidade com todas as sinalizações e avisos específicos do sistema fotovoltaico.

Os autores sugerem que na ausência de normas nacionais de segurança devem ser adotadas as internacionais. É importante que a equipe seja supervisionada por um profissional qualificado em Sistemas Fotovoltaicos e com comprovada experiência.

Os equipamentos em geral, em sua documentação técnica, trazem recomendações do fabricante quanto ao seu manuseio e instalação, devendo elas serem seguidas.

### 3.2.1. Operação da usina fotovoltaica

A operação de uma usina fotovoltaica possui algumas diretrizes como: monitoramento remoto, supervisão, controle da energia da usina fotovoltaica e otimização do desempenho técnico (Ara et al., 2021). Além disso, é fundamental ter uma previsão de produção, agendamento de operações e manutenções, criação de estoque de peças de reposição, fiscalização de obras e aprovação de notas fiscais. A operação da usina FV possui uma operação ativa e flexível (Ara et al., 2021) com o objetivo de maximizar o fornecimento de energia, avaliando o desempenho e tendências, operando a interface de rede, gerenciando cortes ou ajustando configurações como o fator de potência (FP) (Tansy et al., 2018).

A produção estimada é feita através de previsões meteorológicas, dados via satélite e métodos estatísticos. Essa estimativa é importante pois (Tansy et al., 2018):

1. Permite que os sistemas fotovoltaicos participem de mercados que exigem com antecedência contrato de fornecimento de energia. Esses contratos vêm com um nível de confiabilidade e penalidade financeira, caso não alcance o desempenho previsto.
2. Permite o comprometimento da unidade geradora e despacho de recursos convencionais.

Os processos que compõe a Operação da usina fotovoltaica são (Ara et al., 2021):

- 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 (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede): 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.

A análise das informações geradas pelas atividades de O&M são fundamentais para a operação da usina fotovoltaica, assim como, os custos de material e mão de obra necessários para efetuar a intervenção da falha (por exemplo). O controle dessas informações auxilia no aperfeiçoamento da usina, reduzindo perdas de produção e custos gerados pela própria operação e manutenção local (Ara et al., 2021).

Os custos gerados por O&M podem ser reduzidos através de atividades planejadas de manutenção. Desta forma, reduzirá o tempo médio necessário para execução das intervenções nos equipamentos em falha. O planejamento de manutenções preventivas ajudará no julgamento de possíveis substituições de componentes, uma vez que, será feito um levantamento sobre a sua vida útil (Crispim, 2021).

No **Anexo C**, encontra-se uma visão geral das principais tarefas da operação de uma usina solar fotovoltaica, segundo a Ara et al., (2021).

### 3.2.2. Manutenção da usina fotovoltaica

A manutenção de uma usina fotovoltaica pode ser classificada como: manutenção programada e não programada. Abaixo segue um fluxograma contendo todas as manutenções (Vasita, 2018).



Figura 12 - Fluxograma de O&M adaptado (GERMI, 2018)

#### 3.2.2.1. Manutenção Programada

Como o nome sugere, o planejamento ocorre com antecedência, e assim, minimiza-se a ocorrência de falhas. As manutenções programadas são feitas periodicamente, dependendo do tipo de manutenção. Durante a manutenção é imprescindível conhecer detalhadamente o passo a passo da atividade a ser realizada. Para isso, deve-se consultar o *datasheet* fornecido pelo fabricante do componente a ser trabalhado.

Existem duas abordagens gerais para a gestão da manutenção programada:

- a) Manutenção Preventiva;
- b) Manutenção Preditiva (manutenção baseada em condição).

## 3.2.2.1.1. Manutenção Preventiva

A Manutenção Preventiva (PM) envolve inspeção de rotina, manutenção e limpeza de módulos em um intervalo de tempo programado. Isto é feito para minimizar o tempo de inatividade e perdas de produção desnecessárias. Tem como objetivo melhorar o desempenho, aumentar a disponibilidade e reduzir a probabilidade de falha dos equipamentos. Esta manutenção é realizada em intervalos de tempo regulares predeterminados de acordo com o manual de Operação e Manutenção que está incluso no “Plano de Manutenção Anual” (Ara et al., 2021).

O “Plano de Manutenção Anual” presente no **Anexo D** possui uma lista de inspeções regulares por equipamento (módulos FV, inversores etc.) e por unidade de equipamento (sensores, fusíveis etc.), conforme determinado Ara et al., (2021).

No **Anexo E**, encontram-se algumas ações necessárias para a manutenção preventiva, conforme o seu grau de periodicidade, de acordo com Wilison Andson et al., (2019).

Segundo o Programa Altener (Guia Técnico Manual Energia Fotovoltaica, 2004) têm-se a seguinte ficha de manutenção por tipo de falha:

Quadro 3 - Ficha de manutenção por tipo de falha (Programa Altener, 2004)

	Inspeção Visual	Medições com Multímetro	Medição da resistência de terra	Verificação das entradas e saídas	Medição da resistência de isolamento	Verificação de sob/sobre tensões	Curvas IV	Leitura dos dados fornecidos pelo inversor	Teste do circuito AC	Análise do sinal de rede
<b>Tipos de falhas</b>										
<b>Módulos FV</b>										
Sujidades	X									
Deslaminção do módulo	X	X					X			
Diodos de derivação		X		X				X		
Pontos de Ligação		X					X	X		
Umidade	X	X			X		X			
Módulos defeituosos	X	X			X		X	X		
<b>Inversor</b>										
Eficiência				X				X	X	X
Características do sistema de controle				X		X		X	X	X
Conteúdo Harmônico									X	X
Distúrbios na linha de tensão								X	X	X
<b>Instalação</b>										
Fusível	X	X		X						
Diodo de fileira defeituoso		X		X			X			
Curto-circuito/Falha de proteção de terra	X				X					
Descarregadores de sobretensão defeituosos	X	X			X	X				
Aumento da resistência de terra			X							



No **Apêndice B** foram detalhadas as principais atividades de PM, tais como:

- Inspeção termográfica dos módulos FV;
- Medição Curva IV;
- Inspeção física dos módulos FV;
- Limpeza dos módulos FV;
- Inspeção do inversor;
- Inspeção do rastreador (*tracker*).

### 3.2.2.1.2. Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva implica no monitoramento da condição do equipamento e operações da planta em tempo real e aborda um potencial problema em estágio inicial, a fim de evitar, o tempo de inatividade do equipamento/usina. Esta abordagem usa medições periódicas para detectar evidências de que o equipamento está se deteriorando, com o objetivo de prolongar a vida útil. Melhorar o desempenho e eficiência do sistema devido a antecipação das falhas. Este tipo de manutenção requer um equipamento de diagnóstico e um monitoramento de desempenho que pode estender e melhorar a vida útil do sistema.

Uma “boa prática” realizada pelos fabricantes dos equipamentos é a disponibilização de uma lista de status e códigos de erro produzidos pelo respectivo equipamento, juntamente com a descrição detalhada da falha e seu possível impacto no funcionamento do dispositivo (Ara et al., 2021).

Outra “boa prática”, proveniente da construção da usina solar, seria a seleção de equipamentos inteligentes com sensores suficientes, optando por um sistema de software de monitoramento adequado, que fornece comparações básicas entre componentes e até mesmo plantas solares, a fim de auxiliar a equipe responsável pela operação da SFCR nas análises regulares de monitoramento, supervisão e previsão do desempenho dos principais equipamentos da usina fotovoltaica, evitando possíveis falhas futuras (Ara et al., 2021).

Segundo a Ara et al., (2021), a manutenção preditiva possui as seguintes vantagens:

- Otimização da gestão de segurança de equipamentos e sistemas durante sua vida útil;
- Antecipar possíveis atividades de manutenção (corretiva/preventiva);
- Retardar ou eliminar algumas atividades de manutenção;
- Redução de tempo de reparo e otimização de custos de manutenção e gerenciamento de reposição de peças de reposição;
- Redução de custos de reposição de peças de reposição;
- Aumento da disponibilidade, produção de energia e desempenho dos equipamentos e sistemas;
- Redução do trabalho emergencial e não planejado;
- Melhorar a previsibilidade das falhas.

### 3.2.2.2. Manutenção Não Programada

A manutenção não programada aborda as falhas do sistema e dos componentes depois que elas ocorrem. Os principais parâmetros são: diagnóstico, tempo de reparo e velocidade de resposta. Dependendo da natureza da falha um tempo de resposta indicativo pode ser dentro de 48 horas. Em manutenção não programada existe uma abordagem geral para o gerenciamento de manutenção.

### 3.2.2.2.1. Manutenção Corretiva

A Manutenção corretiva corresponde as atividades realizadas pela equipe de manutenção, com o objetivo de restaurar um sistema, equipamento ou componente da usina fotovoltaica de forma a exercer adequadamente sua função (Ara et al., 2021).

Antes de qualquer ação, precisa-se verificar se o equipamento danificado possui garantia. Caso possua, o fornecedor deve ser informado. Em caso contrário, deve-se verificar se existe o equipamento no almoxarifado da usina. Se não tiver o equipamento, deve-se orçar e realizar a compra para assim, reparar o equipamento danificado (Pinho e Galdino, 2014).

Segundo a Ara et al., (2021), a manutenção corretiva possui três etapas, que são:

- Diagnóstico de falhas: identificação da causa e localização da falha;
- Reparo temporário: retorno do componente de forma parcial, até ocorrer o reparo definitivo;
- Reparo definitivo: restauração permanente da falha.

Geralmente a manutenção corretiva ocorre após a detecção de falha através do monitoramento remoto ou durante uma inspeção no local da falha. Após a identificação, o problema é reportado aos responsáveis e as medidas necessárias para solução da falha são iniciadas.

Quando a geração da planta fotovoltaica é afetada, ou seja, ocorre o desligamento de algum equipamento, recomenda-se realizar a manutenção corretiva à noite ou durante um período de baixa irradiação (no início ou fim do dia) de forma a não afetar completamente a geração.

A principal ação da manutenção corretiva é identificar a causa raiz da falha e verificar se é um problema do fabricante/modelo ou número de série do componente. Em alguns casos a falha pode estar relacionada a problemas oriundos da instalação, condições ambientes ou causas externas (exemplo: animais).

Os tipos de manutenção podem ser divididos em três níveis de intervenção, como ilustrado no Quadro 4 abaixo.

Quadro 4 - Níveis de serviços prestados pelo O&M (Ara et al., 2021)

Níveis de intervenção	Características	Equipe necessária	Exemplo de atividade
1º nível	Não necessita de substituição	Equipe de manutenção	<i>Reset de um tracker</i>
2º nível	Necessita de substituição de um ou mais componentes	Equipe de manutenção; Suporte de engenharia	Substituição de um inversor danificado
3º nível	Necessita intervenção no <i>software</i>	Especialistas; Suporte de engenharia	Atualização do firmware do inversor

### 3.2.2.2.2. Manutenção Extraordinária

Considera-se que, ações extraordinárias de manutenção são provenientes de eventos considerados imprevisíveis na usina fotovoltaica, afetando significativamente a operação do sistema como um todo. Tais eventos que podem afetar as usinas FV são mudanças climáticas graves como: ventos fortes, inundações, furacões, tornados, granizo, raios, dentre outros. Além disso, pode-se ter dados ocasionados por roubo ou inocência de equipamento, defeitos em série ou falhas específicas do equipamento, além de modificações exigidas por mudanças regulatórias (Ara et al., 2021).

Geralmente, esses tipos de atividades são faturados separadamente no contrato de O&M e são gerenciados sob um pedido.

Nos casos em que o provedor de serviços (O&M) e o prestador de serviços (EPC) são entidades diferentes, as seguintes ocorrências também devem ser consideradas como Manutenção Extraordinária:

- Falhas que o provedor de serviços (O&M) toma conhecimento após início da operação da usina fotovoltaica. Estas falhas podem ser defeitos ou outros problemas que não são oriundos do desgaste/deterioração do equipamento, podendo ser considerado erros de projeto (por exemplo, defeitos “ocultos” que requerem reengenharia).

Ainda segundo a Ara et al., (2021), as melhores práticas de O&M com relação as atividades de manutenção extraordinária são:

1. Regras gerais para quantificar o preço e elaborar um cronograma para realização das atividades de reparo e o direito do Proprietário do Ativo (“*Asset Owner*”) de solicitar cotações a terceiros para assim comparar com a cotação do provedor de serviços O&M.
2. A obrigação para o Proprietário do Ativo de ter em vigor um seguro consistente “Propriedade contra todos os riscos”, incluindo perda de lucro.

No **Apêndice C** foram detalhados os serviços adicionais realizados pela equipe de O&M e como é feita a gestão da vegetação.

### 3.3. Supervisão e monitoramento

O monitoramento do sistema fotovoltaico tem como principais objetivos medir o rendimento energético, avaliar o desempenho do sistema e identificar rapidamente falhas de projeto ou mau funcionamento de algum equipamento. Grandes usinas solares possuem um monitoramento analítico, a fim de evitar perdas econômicas ocasionadas pelos problemas operacionais da usina.

O monitoramento analítico possui um sistema automático de aquisição de dados com um conjunto mínimo de parâmetros a serem monitorados, garantindo um diagnóstico de falhas em tempo real, de forma a manter o desempenho dos equipamentos, aumentando sua vida útil e proporcionando maior confiabilidade. O que seria muito difícil sem o devido monitoramento.

Os principais parâmetros relativos aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede estão listados na Tabela 1, atendendo a alguns requisitos da norma **IEC 61724** (Monitoramento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico – Diretrizes para troca e análise de dados de medição).

Quadro 5 - Parâmetros a serem medidos em tempo real (Woyte et al. 2014)

Parâmetro	Símbolo	Unidade (SI)
Irradiância no plano	$G_I$	W/m <sup>2</sup>
Temperatura ambiente	$T_{amb}$	°C
Temperatura do módulo	$T_{mod}$	°C
Velocidade do vento	$S_w$	m/s
Tensão de saída do painel FV	$V_{DC}$	V
Corrente de saída do painel FV	$I_{DC}$	A
Potência de saída do painel FV	$P_{DC}$	kW
Tensão da rede elétrica	$V_{AC}$	V
Corrente da rede elétrica	$I_{AC}$	A
Energia para a rede elétrica	$P_{AC}$	kW
Duração da interrupção do sistema	$T_{saída}$	s

As diretrizes do monitoramento devem fornecer instruções claras sobre como conduzir e analisar as medições e como determinar se o sistema está funcionando conforme o esperado.

Uma Rotina de Detecção de Falhas (FDR) se faz necessária para verificar o funcionamento da usina. O FDR consiste em três partes: o sistema de detecção de falhas, o método do perfil de falhas e o método de *footprint*. Caso o rendimento da energia monitorada seja inferior ao simulado, uma falha é identificada. O FDR avalia o padrão da perda da energia e cria um perfil da falha real, comparando-a com perfis já predefinidos de várias falhas que ocorrem com frequência (Woyte et al., 2014).

Através da análise da correlação entre o perfil de falha real e o perfil predefinido, o FDR avalia a probabilidade de falhas distintas. O método de *footprint* serve para analisar os padrões nos diferentes domínios: normalização da potência monitorada, hora do dia e posição do sol (Woyte et al., 2014).

O Quadro 6 apresenta os 12 padrões de falhas predefinidos com os aspectos analisados do FDR.

Quadro 6 - Padrões de falha e aspectos analisados do FDR

Falhas	Aspectos analisados para cada falha
Degradação do módulo	Perda de energia diária
<i>Soiling</i> (sujeira)	Perda de energia por hora
Módulos defeituosos	Temperatura durante os últimos 3 dias
Strings defeituosas	Dimensão espacial (sistemas FV vizinhos)
Cobertura de neve	Mudança de comportamento (perda de energia constante)
Módulos quentes	Duração
Sombreamento	Correlação com a posição do sol e irradiância
Comportamento de carga parcial	
Rastreamento do ponto de máxima potência (MPP)	
Interrupção da rede	
Inversor defeituoso	
Dispositivos de controle defeituosos	

O Método de Verificação Sofisticado (Método SV) também permite a detecção automática de falhas a partir dos dados coletados pelo sistema de monitoramento. No Quadro 7, têm-se as perdas do sistema e os dados básicos de entrada (Woyte et al., 2014).

Quadro 7 - Dados operacionais medidos e perdas do sistema identificadas pelo método SV

Quantidade operacional medida	Taxas de perda do sistema
Corrente de saída do painel FV	Inversor
Tensão de saída do painel FV	Temperatura do módulo FV
Energia para a rede elétrica	Falha de capacidade do inversor
Corrente para a rede elétrica	Tensão da rede
Temperatura do módulo	Incompatibilidade de ponto de operação
Dados de irradiação da estação meteorológica	Flutuação
	Inversor desligado/stand-by
	Reflexão
	Resistência do circuito DC
	Sombreamento
	Perda de potência de pico do sistema
	Perda diversa

No Quadro 8, são apresentados os tipos de tecnologias de comunicação utilizadas em sistema fotovoltaico.

Quadro 8 - Tipos de tecnologias de comunicação utilizadas em sistemas fotovoltaicos

Comunicação com fio	Comunicação sem fio
Comunicação de linha de energia	ZigBee
Linha de assinante digital	Wi-fi
Fibra óptica	WiMAX
	3G/4G/5G (satélite)
	LoRaWAN
	IEEE 2030.5-2018

Os sistemas de comunicação associados a estas tecnologias utilizam um protocolo bem definido para troca de mensagens/dados. As quatro principais categorias do protocolo de comunicação para a integração do sistema fotovoltaico com vários sistemas são: protocolos da internet (IPS), Modbus, DNP3 e IEC61580 (Ying-YI Hong et al., 2022).

Os IPS mais utilizados em sistemas de energia são o Protocolo de Sincronização de Rede (NTP) para sincronização com o tempo, Protocolo de Internet (IP), Protocolo de Controle de Transmissão (TCP), Protocolo de Datagrama do Usuário (UDP), Protocolo de Transferência de Arquivos (FTP) e Protocolo de Transferência de Correio Simples (SMTP) (Ying-YI Hong et al., 2022).

### 3.3.1. Dados coletados pelo sistema de Monitoramento

Para gerenciar a operação e desempenho de determinada usina fotovoltaica, espera-se um monitoramento adequado. Por exemplo, uma medição correta da energia gerada e da irradiação recebida, faz-se necessária para determinar a rentabilidade e o rendimento energético da usina FV.

No **Apêndice D**, são apresentados os tipos de medição da irradiação, sendo eles:

- Sensores de irradiância;
- Medições de irradiância por satélite;
- Medições de temperatura do módulo FV;
- Medidas de *string*;
- Monitoramento de energia;
- Configurações de controle;
- Alarmes
- Circuito CA/Relé de proteção.

### 3.3.2. Detecção e classificação de falhas fotovoltaicas

O pré-processamento de dados é crucial em problemas de detecção e classificação. O quadro 9 apresenta as técnicas de pré-processamento de dados com os subprocessos envolvidos (Ying-YI Hong et al., 2022).

Quadro 9 - Técnicas de pré-processamento de dados

Transformação dos dados	Coleta de informações	Coleta de novas informações
Filtragem de dados	Visualização	Engenharia de dados
Ordenação de dados	Eliminação	Análise de séries temporais
Edição de dados	Seleção	Fusão de dados
Eliminação de ruídos	PCA	Modelagem/Simulação
	Amostragem	Análise dimensional
		Indução construtiva

Um típico sistema de monitoramento de classificação e detecção de falhas fotovoltaicas conectados à rede é constituído, conforme a Figura 13:

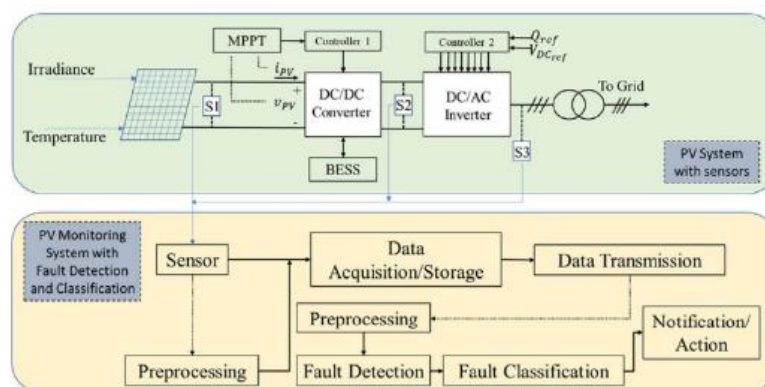


Figura 13 - Um típico sistema de monitoramento de classificação e detecção de falhas fotovoltaicas, conectado à rede (Ying-YI Hong et al., 2022)

O esquema da Figura 13 demonstra visualmente como funciona o sistema de monitoramento. Ele foi dividido em duas partes: no sistema fotovoltaico com sensores (irradiação e temperatura) e no sistema de monitoramento para detecção e classificação das falhas. De forma resumida, os principais componentes de um sistema FV são o arranjo fotovoltaico com sensores de irradiação e temperatura, o conversor C.C./C.C. com MPPT, e o inversor C.C./C.A. Após o tratamento da energia gerada, ocorre a injeção na rede.

A leitura dos sensores é fundamental para a detecção e classificação das falhas. Ela será responsável pela confiabilidade dos componentes, identificando possíveis ineficiências tanto no lado C.C., quanto no lado C.A. De acordo com o passo-a-passo da Figura 13, os dados dos sensores são pré-processados e/ou enviados diretamente para a etapa de aquisição e/ou armazenamento de dados. O passo seguinte é a transmissão dos dados para a fase de detecção e classificação das falhas. Logo depois, é feita a notificação do alarme ou da ação.

Segundo a Ara et al., (2021), os principais objetivos de um *data logger* são:

- Coleta de dados de componentes relevantes como inversores, dados meteorológicos (temperatura e irradiância), medidor de energia, *stringbox*, sinais de status;
- Funcionalidade básica de alarme como problemas de comunicação, eventos críticos como um inversor desligado;
- Fornecimento de um backup de dados temporários;
- Dar suporte aos técnicos durante o comissionamento (funcionamento dos inversores).

Além dos objetivos citados acima, alguns *data loggers* também podem fornecer as seguintes funções:

- Controlador de Potência da Usina (PPC – *Power Plant Controller*), podendo ser integrado ao *datalogger* ou podendo ser um dispositivo separado com um canal de comunicação do *datalogger*;
- Interface de Comércio de Energia Solar (controle ativo de energia por uma instância de terceiros, como comerciante de energia).

Uma boa prática é selecionar o *datalogger* seguindo os critérios abaixo:

- Compatibilidade com os inversores e equipamentos auxiliares presentes na unidade geradora;
- Capaz de atender qualquer funcionalidade de comando necessária (sendo específico para o local de instalação);
- Boa conectividade com a internet;
- Robustez (longevidade de vida e durabilidade para as condições ambientais onde será instalado);
- Medidas de *ciber* segurança;
- Capacidade de armazenar dados durante interrupções da comunicação.

### 3.3.3. Categorias de detecção de falhas e técnicas de classificação

As técnicas de detecção e classificação de falhas podem ser divididas em (Tina et al., 2015 apud Ying-Yi Hong, 2022):

- **Métodos Visuais e Térmicos (VTMs)** – usados para detectar quebra do painel fotovoltaico, descoloração, escurecimento e sujidade da superfície;
- **Métodos Baseados em Eletricidade (EBM's)** – usados para determinar as características elétricas de um sistema fotovoltaico. Exemplo: módulos FV, *string*, *stringbox*. Esse método é usado em diferentes partes de um sistema fotovoltaico, seja o lado CC ou CA.

O Quadro 10 a seguir mostra, de forma resumida, as subcategorias de cada método na detecção e classificação de falhas.



Quadro 10 - Técnicas de detecção e classificação de falhas

Método visual e térmico	Método baseado em eletricidade
Imagens infravermelhas/térmicas (IMI)	Técnicas baseadas em dados climáticos (CDT)
Inspeção visual (VI)	Análise de características IV (IVCA)
Imagem de eletroluminescência (EI)	Métodos de análise de perdas de energia (PLAM)
Termografia de Bloqueio (LIT)	Método de medição de corrente e tensão
Técnicas de inteligência artificial (AIT)	Método baseado em temperatura e troca de calor
Aprendizado de máquina (ML)	Estimativa de aleatoriedade de tensão (VRE)
Aprendizado de máquina profunda (DL)	Análise de espectro de tensão/corrente (VCSA)
Técnicas Híbridas	Técnicas estatísticas e de processamento de sinais AIT
	Técnicas híbridas

### 3.4. Monitoramento e avaliação de desempenho

Nesta seção serão apresentados os principais indicadores de desempenho para usinas fotovoltaicas, obtidos a partir da identificação de fatores relevantes na avaliação de desempenho das práticas de O&M. Esses indicadores correspondem às ferramentas essenciais para o monitoramento e avaliação de desempenho da geração de uma usina solar fotovoltaica. A partir do estudo da literatura, foram avaliados quais são os fatores que impactam no desempenho das práticas de O&M solar fotovoltaica, quais são os indicadores que podem medir o desempenho desses fatores, e como eles podem ser utilizados para a melhoria do desempenho da planta solar.

Como muitos profissionais limitam as práticas de O&M à substituição de componentes e a limpeza periódica dos módulos, Rediske *et al.* (2022), constata que os processos de O&M ainda não estão estruturados em muitas empresas que operam usinas fotovoltaicas. No geral, os artigos que mencionam O&M abordam a falta de mão de obra local, falta de participação da comunidade local, de fundos para as atividades e planos de gestão de O&M. Por conta disso, a seleção de *Key Performance Indicators* (KPIs), que visam auxiliar os gestores de O&M em suas práticas, é bastante interessante, e assim, foi decidido a abordagem e a inserção desses indicadores no escopo deste trabalho. Abaixo, encontram-se os principais indicadores selecionados a partir de dois artigos de referência: Rediske *et al.*, (2022) e Ara *et al.*, (2021). Os fatores que impactam a performance das práticas de O&M em fotovoltaica foram classificados em 'operação' e 'manutenção'.

Ara *et al.* 2021 mencionam que os KPIs fornecem ao proprietário do ativo uma referência rápida sobre o desempenho da usina de energia solar fotovoltaica. Os KPIs neste artigo de referência foram divididos nas seguintes categorias: *KPIs das usinas fotovoltaicas*, *KPIs do provedor de serviços de O&M*, e *KPIs das usinas fotovoltaicas e do provedor de serviços de O&M*.

Quadro 11 - Visão geral dos diferentes tipos de KPIs segundo Ara et al., (2021)

KPIs da usina fotovoltaica	Sendo tanto KPIs da usina fotovoltaica quanto KPIs do contratado de O&M	KPIs do provedor de serviços de O&M
Reflete diretamente o desempenho da usina fotovoltaica. Os KPIs da planta fotovoltaica são indicadores quantitativos.	Refletem os KPIs da planta e do provedor de serviços de O&M, medindo ao mesmo tempo o desempenho da planta e a capacidade do provedor de serviços de O&M de manter a usina fotovoltaica pronta para produzir.	Refletem o desempenho do serviço prestado pelo serviço de O&M fornecedor. Os KPIs do provedor de serviços de O&M são indicadores quantitativos e qualitativos.



Porém, como a categorização realizada por Rediske *et al.* (2022), foi considerada mais apropriada, pelo fato de ter uma separação entre **operação e manutenção**, os KPIs trazidos por Ara *et al.* 2021, foram divididos de acordo com a classificação apresentada no artigo de Rediske. Rediske *et al.* (2022), afirmam que boas práticas de O&M, podem e devem mitigar problemas quanto ao não fornecimento da energia contratada, o que é um problema crítico quanto à performance da planta solar, pois os contratos de fornecimento de energia elétrica para a venda de energia, costumam vir com obrigações bem definidas, assim como com as penalidades do não fornecimento, que dependem do acordo contratual entre as partes. Além disso, as boas práticas também são muito importantes para manter o desempenho das plantas que envelhecem com o passar dos anos. Portanto, uma gestão eficiente das práticas de O&M resulta no aumento indireto da capacidade de geração da planta fotovoltaica, que deixará de apresentar possíveis perdas técnicas.

Ara *et al.* (2021), ressaltam que o provedor de serviços de O&M (ou o gerente técnico) é geralmente responsável pelo cálculo dos KPIs e pelos relatórios disponibilizados ao proprietário do ativo. Porém, ele não é responsável por fornecer garantias contratuais para todos os KPIs listados. Quando houver garantias em vigor, é altamente recomendável que a parte responsável pelas garantias não seja a única a calcular esses indicadores.

Os dados da usina fotovoltaica podem ser divididos em dois grupos:

- **Medições de dados brutos:** dados obtidos diretamente da usina solar fotovoltaica e usados para o cálculo do desempenho.
- **KPIs da usina solar fotovoltaica:** usando os dados brutos da usina solar fotovoltaica para fornecer uma visão mais equilibrada de sua operação.

A seguir é apresentada uma lista de medições de dados brutos que podem ser usadas para calcular os KPIs:

- Potência Aparente CA produzida (kVA);
- Potência Ativa CA (kW);
- Energia CA produzida (kWh);
- Energia CA medida (kWh);
- Potência reativa (kVAR);
- Irradiância ( $W/m^2$ );
- Temperatura ambiente e do módulo ( $^{\circ}C$ );
- Alarme, código de status e duração;
- Interrupções, eventos de indisponibilidade.

### 3.4.1. KPIs dos fatores de operação

Os fatores de operação são relevantes ao avaliar o desempenho da operação da usina. São compostos por fatores técnicos, que tratam da disponibilidade do sistema, capacidade, perdas, entre outras características técnicas. Já os fatores econômicos são responsáveis por apresentar as características financeiras da planta solar.

#### 3.4.1.1. KPIs técnicos

Os principais indicadores técnicos foram descritos a seguir:

- **Taxa de desempenho ("Performance ratio")**

O fator "performance ratio (PR)" é descrito na norma IEC 61724-1 e é dado pela relação entre o rendimento final e o rendimento de referência. Sua medição determina a qualidade de um sistema fotovoltaico, podendo ser utilizado como um fator de qualidade, ao indicar o quão eficiente e confiável é a planta fotovoltaica em termos de produção de energia. Através dele também é possível verificar o desempenho, a produção, flutuações sazonais e a degradação de longo prazo. A taxa de desempenho de

uma usina de energia solar fotovoltaica indica o quão próximo ele está do desempenho ideal durante a operação.

- **Taxa de desempenho corrigida por temperatura ("Temperature-corrected performance ratio")**

Em algumas situações, como um teste de comissionamento ou transferência de usina de energia solar fotovoltaica de um provedor de serviços de O&M para outro, o PR precisa ser medido em um período mais curto, como duas semanas ou um mês. Em tais situações, recomenda-se o uso de uma fórmula PR corrigida com fator de temperatura. Isso pode ajudar a neutralizar a flutuação de PR de curto prazo devido a variações de temperatura do STC (25°C). Como melhor prática, a temperatura deve ser registrada com uma granularidade de até 15 minutos (referido como período j abaixo) e a temperatura média para o período i deve ser calculada ponderando as temperaturas médias dos períodos j de acordo com o Rendimento Específico deste período.

A temperatura média do módulo para o período i, pode ser dada como:

$$T_{MOD(i)} = \frac{\sum_{j=1}^i Y_{f(j)} \times T_{MODMEAS(j)}}{\sum_{j=1}^i (Y_{f(j)})}$$

Sendo  $Y_{i(j)}$  o Rendimento Específico da planta para o período j, expresso em (kWh/kWp) ou horas de pico do sol (h) e  $T_{MOD}(j)$  a Temperatura do módulo para o período j (°C).

- **Rendimento final ("Final yield")**

O fator "final yield (Yf)" representa a relação entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e a potência nominal instalada  $P_0$  (kWp). Este valor representa o número de horas que a usina fotovoltaica opera em sua potência nominal. O rendimento final é definido como a produção de energia CA do sistema (diária, mensal ou anual), dividido pela potência nominal do painel fotovoltaico, sob condições padrão de teste de radiação solar de 1kW/m<sup>2</sup> e temperatura da célula de 25°C.

- **Rendimento de referência ("Reference yield")**

O fator "reference yield (Yr)" representa a relação entre a radiação solar total  $H_t$  (kWh/m<sup>2</sup>) que atinge a superfície dos painéis solares fotovoltaicos e quantidade de radiação de referência  $G_0$  (1 kW/m<sup>2</sup>). Também representa a energia obtida em condições ideais. Este parâmetro equivale ao número de horas que a luz solar é igual à referência.

- **Rendimento do arranjo ("Array yield")**

O fator "array yield (Ya)" é definido como a razão entre a energia total  $E_A$  CC (kWh) gerada pelo sistema fotovoltaico por um período definido (dia, mês ou ano) e a potência nominal  $P_0$  (kWp) do sistema. Ele indica a operação real do arranjo em relação à sua capacidade nominal.

- **Rendimento específico ("Specific yield")**

O fator "specific yield ( $Y_{f(i)}$ )", também chamado de rendimento final, Yf é a medida da energia total gerada, normalizada por kWp instalado, em um determinado período i. Esta medição integra a produção da planta em um período escolhido e, uma vez que normaliza para a potência nominal, é possível comparar a produção de plantas com diferentes potências nominais ou

mesmo tecnologias diferentes (por exemplo, energia solar fotovoltaica, eólica, biomassa etc.). Por exemplo, o Rendimento Específico de uma usina solar fotovoltaica pode ser comparado com o Rendimento Específico de uma usina eólica para tomar uma decisão de investimento. Além disso, o Rendimento Específico de uma usina de energia solar fotovoltaica de 5 MWp montada no solo pode ser comparado diretamente com o de uma usina de 1 MWp de rastreador duplo, por exemplo.

- **Rendimento esperado ("Expected yield")**

Rendimento esperado  $Y_{exp}(i)$  é o Rendimento de referência  $Y_r(i)$  multiplicado pelo PR esperado e assim expressa o Rendimento Específico que foi esperado para um determinado período  $i$ . O Rendimento esperado é baseado em valores anteriores de dados de irradiação. O rendimento previsto é baseado em dados previstos, de relatórios meteorológicos de dias e horas à frente.

- **Índice de desempenho energético ("Energy Performance Index" (EPI))**

O Índice de Desempenho Energético (EPI) é definido como a razão entre o Rendimento Específico  $Y_f(i)$  observado e o Rendimento Esperado  $Y_{exp}(i)$  conforme determinado por um modelo fotovoltaico solar. O EPI é recalculado regularmente para o respectivo período de avaliação (normalmente dia/mês/ano) usando os dados meteorológicos reais como entrada para o modelo cada vez que é calculado.

- **Perdas de captura do arranjo ("Array capture losses")**

As "perdas de captura do arranjo ( $L_c$ )" representam as perdas decorrentes da operação do arranjo. São definidas como a diferença entre o rendimento de referência e o rendimento do arranjo. Elas representam a conjunção das perdas devido às temperaturas do painel, sombreamento parcial, qualidade do módulo, perda espectral, coloração, erros na potência máxima de rastreamento, conversões (CC/CA), dentre outros tipos de ineficiência.

- **Perdas do sistema ("System losses")**

O fator "perdas do sistema ( $L_s$ )" representa as perdas que ocorrem no resto do sistema fotovoltaico, incluindo o inversor e todas as caixas de fiação e de junção. Também inclui as perdas do inversor em sistemas conectados à rede.

As perdas possuem como unidade kWh/kW ou h. Elas representam o tempo que o arranjo precisaria operar em sua potência nominal  $P_0$ , para fornecer as respectivas perdas durante o período de medição.

- **Eficiência do sistema ("System efficiency")**

O fator "System efficiency ( $\eta_{pv}$ )" é definido como a razão entre a energia de saída do sistema fotovoltaico e a energia incidente da radiação que incide na área dos painéis fotovoltaicos.

- **Eficiência do arranjo ("Array efficiency")**

O fator "Array efficiency ( $\eta_A$ )" é a medição da quantidade de energia solar disponível em uma célula solar que é convertida em energia elétrica, e pode ser calculada para todo o sistema ou para componentes

individuais dentro do sistema. Corresponde na razão entre a energia de entrada e a energia de saída do sistema ou equipamento, expressa em porcentagem.

- **Eficiência do inversor ("Inverter efficiency")**

O fator "Inverter efficiency ( $\eta_{inv}$ )" consiste na razão entre a saída de energia CA e entrada de energia CC do inversor, representada em porcentagem.

- **Índice de performance ("Performance index")**

O desempenho do sistema é comumente analisado através do fator "Performance index (PI)", conhecido como o desempenho de geração da planta, que leva em consideração as perdas térmicas devido ao superaquecimento do painel fotovoltaico e as perdas operacionais do inversor. Esse fator permite a comparação entre sistemas fotovoltaicos sob diferentes condições climáticas e de instalação.

- **Fator de Capacidade ("Capacity factor")**

O parâmetro mais conhecido, e de importância relevante para a análise do desempenho de usinas solares, é o "Capacity fator (CF)", ou em português, 'Fator de capacidade (FC)'. Ele é definido como a energia CA gerada ao longo de um período de tempo, dividida pela potência nominal da planta multiplicada pelo número de horas no mesmo período. Se o sistema fornecer na máxima potência nominal continuamente, o valor do FC seria igual a 1. Este valor para usinas fotovoltaicas, porém, costuma estar na faixa de 0,05 a 0,30.

- **Disponibilidade baseada no tempo ("Availability time-based")**

Um fator técnico operacional de grande importância, e de fácil entendimento e medição é o "time-base availability". Este fator indica o tempo que uma usina solar é operada, facilitando a implementação de estratégias para reduzir a inatividade.

- **Disponibilidade baseada em energia**

A disponibilidade baseada em energia leva em consideração que uma hora em um período de alta irradiância é mais valiosa do que em um período de baixa irradiância. Portanto, seu cálculo usa energia (e energia perdida), em vez de tempo, como base.

### 3.4.1.2. KPIs econômicos

Os KPIs financeiros são ferramentas fundamentais para resumir o status de um ativo. Alguns desses foram descritos a seguir:

- **Custo nivelado de eletricidade ("Levelized cost of electricity")**

O fator econômico mais citado na literatura é o "levelized cost of electricity (LCOE)", que representa a avaliação econômica de todo o custo para construir e operar uma usina durante a sua vida útil, dividido por toda a produção de energia da usina durante o tempo de vida do projeto. É um fator que permite a comparação entre plantas com diferentes tecnologias de geradores de energia, e assim, a escolha do projeto mais lucrativo, seja de tecnologia fotovoltaica ou não. Foi a redução gradual da LCOE de sistemas fotovoltaicos ao longo dos anos que possibilitou a difusão desta tecnologia ao redor do mundo.

- **Despesas operacionais ("Operational expenditures")**

O fator "Operational expenditures (OPEX)" inclui os custos de operação, O&M planejado e a manutenção não planejada (corretiva). O OPEX corresponde às despesas do dia a dia de uma empresa para manter sua operação funcionando.

- **Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização ("Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (EBITDA)")**

O fator EBITDA corresponde ao retorno dos investimentos e, conseqüentemente, à capacidade de investimento de uma empresa. É definido como o percentual de receita restante após a cobertura do OPEX. Sua mensuração visa avaliar a rentabilidade ao comparar receita com ganhos. A medição deste fator é utilizada para rastrear mudanças devido a novas estratégias de O&M. Com a mesma função do

OPEX, para informar o desempenho, o indicador deve ser a normalização do fator pela capacidade instalada da usina.

### 3.4.2. KPIs dos fatores de manutenção

Os fatores de manutenção avaliam a qualidade da manutenção em termos de tempo disponibilizado em diferentes intervenções, e seus custos relativos, por isso foram classificados em indicadores técnicos e econômicos.

#### 3.4.2.1. KPIs técnicos

Os principais indicadores técnicos de manutenção estão descritos a seguir:

- **Tempo médio entre falhas ("Mean time between failures")**

O fator "mean time between failures (MTBF)" indica quanto tempo (horas, dias ou anos) na média, a planta fotovoltaica terá um desempenho específico antes de ocorrer uma falha não planejada. Esse fator está associado, portanto, à confiabilidade do sistema, uma vez que quando maior for o tempo entre falhas, maior será a sua confiabilidade.

- **Tempo médio para reparo ("Mean time to repair")**

O fator "mean time to repair (MTTR)" faz referência ao tempo médio necessário para um sistema de geração de energia fotovoltaica retornar ao seu estado funcional após uma falha. Isso pode envolver um reparo ou uma substituição completa de um componente defeituoso, levando a uma restauração do sistema. Esse tipo de previsão analisa quanto tempo, em média, levará para que o equipamento volte à sua operação normal quando falha.

- **Tempo médio para falha ("Mean time to failure")**

O fator "mean time to failure (MTTF)" descreve a confiabilidade de sistemas ou componentes que não podem ser reparados. Isso porque há equipamentos que precisam ser substituídos após uma falha, pois não é possível realizar a manutenção de modo que eles voltem a funcionar corretamente, ou o custo de reparo é maior do que o custo de substituição.

- **Disponibilidade ("Availability")**

O fator "availability ( $AV_T$ )" é a proporção da quantidade de tempo que um sistema ou componente está disponível para uso, pelo total de tempo no período de operação. A disponibilidade da planta e as causas da indisponibilidade são indicadores de desempenho essenciais para avaliar os serviços fornecidos pelas usinas de geração de energia. Esse fator é uma função do tempo, das características de falha e reparo ou dos parâmetros MTBF ou MTTR, e da estrutura do sistema.

- **Disponibilidade contratual ("Contractual availability")**

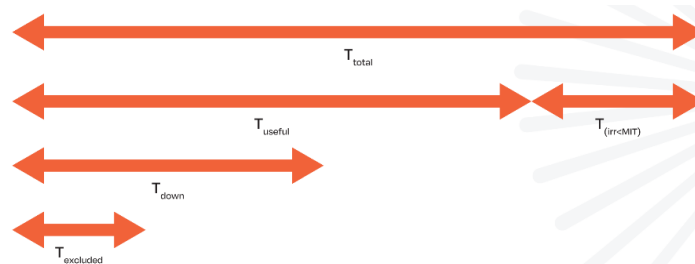


Figura 14 - Períodos para o cálculo da disponibilidade contratual (Ara et al., 2021)

A Disponibilidade Contratual é a disponibilidade técnica com determinados fatores de exclusão acordados contratualmente aplicados no cálculo. Ela é usada como base para avaliar as garantias gerais de disponibilidade contratual fornecidas pelo provedor de serviços de O&M e incluídas no Contrato de O&M. Uma boa prática recomendada é uma disponibilidade contratual mínima garantida de 98% ao longo de um ano pelo menos no nível do inversor. O percentual da disponibilidade mínima garantida deve ser refletido no preço do contrato de O&M. Por motivos contratuais de KPI, a Disponibilidade deve ser calculada no nível do inversor, anualmente.

As garantias de disponibilidade fornecidas pelo provedor de serviços de O&M podem ser traduzidas em esquemas de bônus e danos liquidados. O conceito de Esquema de Bônus é referido no modelo *Open Solar Contract O&M* como o "Bônus de Disponibilidade". Isso garante que o proprietário do ativo seja compensado por perdas devido à disponibilidade inferior à garantida contratualmente, e que o provedor de serviços de O&M seja motivado a melhorar o seu serviço para obter uma disponibilidade maior. Uma maior Disponibilidade geralmente leva a uma maior geração de energia e um aumento de receitas para o proprietário. Assim, os acordos do esquema de bônus levam a uma situação vantajosa para ambas as partes e garantem que o provedor de serviços de O&M esteja altamente motivado. O modelo de O&M

*Open Solar Contract* deve fornecer uma lista de "Eventos Perdoáveis", ou seja, eventos que isentam os trabalhos de O&M de determinados fatores de influência.

Como a responsabilidade do provedor de serviços de O&M são os trabalhos de O&M para o ativo solar fotovoltaico, eles devem ser isentos de outros fatores de influência, como eventos de força maior, atividades do operador da rede para reduzir a produção da planta, instabilidade da rede ou períodos off-line e quaisquer danos liquidados relacionados.

A Disponibilidade Contratual é o parâmetro que representa o tempo em que a usina está operando sobre o tempo total possível em que ela pode operar, levando em consideração o número de horas que a usina não está operando por motivos contratualmente não imputáveis ao prestador de serviço de O&M.

Como a Disponibilidade Contratual é usada para fins contratuais, qualquer tempo de falha só deve começar a ser contado quando o provedor de serviços de O&M receber a mensagem de erro. Se a conexão de dados não estiver disponível devido a um problema externo que está além da responsabilidade do prestador de serviço de O&M, o tempo de falha só terá início após o restabelecimento do link do site de comunicação. No entanto, se a conexão de dados foi perdida devido à indisponibilidade do sistema de monitoramento, o tempo de falha deve ser contado. Em geral, o provedor de serviços de O&M deve examinar imediatamente a causa raiz da perda de comunicação e resolvê-la.

O Proprietário do Ativo e o provedor de serviços de O&M devem concordar com determinadas situações de falha que não estão incluídas (os chamados fatores de exclusão) no cálculo da Disponibilidade Contratual. A evidência deve ser fornecida pelo provedor de serviços de O&M para qualquer fator de exclusão e o motivo da exclusão do evento não deve ser devido a uma falha do provedor de serviços de O&M. Alguns bons exemplos de fatores de exclusão são:

- Neve e gelo nos módulos fotovoltaicos;
- Danos à usina solar fotovoltaica (incluindo o cabo até o ponto de conexão) pelo cliente ou terceiros que não sejam subcontratados pelo prestador de serviços de O&M, incluindo, mas não limitado a vandalismo;
- Desconexão ou redução da geração de energia pelo cliente ou como resultado de uma ordem emitida para o cliente por um tribunal ou autoridade pública;
- Interrupção operacional por desconexões da rede ou interrupções causadas pelo operador da rede;
- Desligamentos ou regulação de energia pelo operador ou seus dispositivos de controle;
- Tempos de inatividade resultantes por falhas no inversor ou componentes de tensão MT (por exemplo, transformadores ou dispositivos de manobra), se necessário:
  - Suporte técnico do fabricante e/ou,
  - Suporte logístico pelo fabricante (por exemplo, com o fornecimento de peças sobressalentes);
- Interrupções do sistema de comunicação devido a um problema externo que está além da responsabilidade do provedor de serviços de O&M;



- Atrasos de aprovação pelo cliente para realizar obras necessárias;
- Paradas para implementação de medidas de melhoria da planta solar fotovoltaica, se acordado entre as partes;
- Tempos de inatividade causados pelo fato do cliente ter contratado terceiros para a execução de trabalhos técnicos na planta solar fotovoltaica;
- Paradas causadas por defeitos seriais em componentes da planta.

## ○ Disponibilidade contratual do tracker ("*Contractual tracker availability*")

Assim como a Disponibilidade Contratual, a Disponibilidade contratual do Tracker também permite exclusões predefinidas, como manutenção, limpeza de painel etc. Uma fórmula semelhante é usada para a disponibilidade técnica com provisão para quaisquer exclusões contratuais predefinidas (veja no item anterior).

## ○ Degradação do Sistema ("*System degradation*")

O fator "system degradation ( $D_S$ )" representa a redução anual na produção do sistema como uma porcentagem do total anual de produção, assim, é responsável pela medição da degradação do desempenho de alguns equipamentos, visto que o sistema como um todo perde eficiência ao longo dos anos de sua vida útil.

## ○ Tempo de resposta ("*Response time*")

O fator "response time (RT)" é definido como o tempo entre a ocorrência de falhas e a intervenção da manutenção. Esse fator informa aos gerentes responsáveis sobre a eficiência do plano de manutenção. Devido à dificuldade de detectar o início da falha, pode ser redefinido como o intervalo de tempo entre a detecção e intervenção da falha.

Uma intervenção representa o trabalho de campo realizado para manter a planta em boas condições. Essa atividade implica no deslocamento da equipe técnica de manutenção.

Quadro 12 - Exemplos de classes de falha e tempos mínimos de resposta correspondentes (Ara et al., 2021)

Classe de falha	Definição de classe de falha	Garantia de tempo de resposta
Classe de falha 1	A planta inteira está desligada, 100% de perda de energia	4 horas diurnas
Classe de falha 2	Mais de 30% de perda de energia ou mais de 300 kWp abaixo	24 horas
Classe de falha 3	0% – 30% de perda de energia	36 horas

## ○ Tempo de reconhecimento ("*Acknowledgement time*")

O Tempo de reconhecimento (também chamado de Tempo de reação) é o tempo entre a detecção do problema (recebimento do alarme ou constatação de uma falha) e o reconhecimento da falha pelo prestador de serviço de O&M através do envio de um técnico. O Tempo de reconhecimento reflete a capacidade operacional do provedor de serviços de O&M.

- **Tempo de intervenção ("Intervention time")**

O Tempo de intervenção é o tempo entre o reconhecimento de uma falha e a chegada de um técnico de serviço ou um subcontratado na planta. Ele avalia a capacidade do provedor de serviços de O&M e a rapidez com que eles podem se mobilizar e estar no local. Vale ressaltar que, em certos casos, o reparo remoto é possível ou o provedor de serviços de O&M não consegue reparar a falha e é necessário o envolvimento de terceiros.

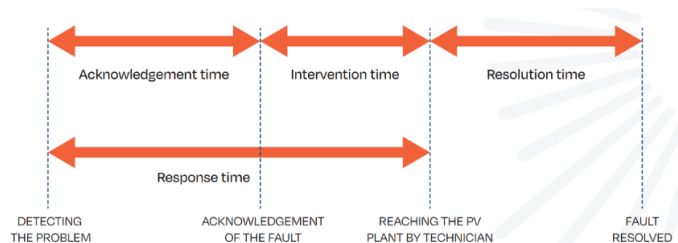


Figura 15 - Tempo de reconhecimento, tempo de intervenção, tempo de resolução (de reparo) e tempo de resposta (Ara et al., 2021)

- **Reporting**

É muito importante que o provedor de serviços de O&M cumpra os requisitos de relatórios e os prazos de relatórios. O conteúdo e o momento do relatório são geralmente acordados pelas partes no contrato. Espera-se que o conteúdo do relatório seja consistente e qualquer alteração no conteúdo ou formato precisa ser explicada pelo provedor de serviços de O&M. A entrega de relatórios de acordo com o cronograma acordado é um indicador importante de confiabilidade e aderência do processo dentro da organização do provedor de serviços de O&M.

No **Anexo F**, foram apresentados os indicadores ou valores propostos necessários para o relatório.

- **Experiência do provedor de serviços ("O&M service provider experience")**

A experiência do provedor de serviços de O&M com usinas de energia solar fotovoltaica em um determinado país, região, ambiente de rede e/ou com usinas de energia solar fotovoltaica equipadas com determinada tecnologia ou tamanho pode desempenhar um papel importante. Isso é relevante para a seleção do provedor de serviços de O&M e pode ser rastreado pelo Proprietário ao longo do tempo (através de um histórico).

- **Manutenção corretiva ("Corrective maintenance")**

Esse fator é definido como a razão entre o número de intervenções do tipo corretiva, e o número total de intervenções. A manutenção corretiva começa após a falha ser detectada.

- **Manutenção preventiva ("Preventive maintenance")**

Esse fator é definido como a razão entre o número de intervenções do tipo preventiva, e o número total de intervenções. A manutenção preventiva refere-se a atividades de manutenção que são usadas para reduzir o risco de falha ou degradação da funcionalidade de um componente. Concentra-se em determinar as principais causas de falha dos equipamentos e em resolvê-los antes que os problemas ocorram.



- **Relação de manutenção preventiva x corretiva ("*Preventive vs corrective maintenance ratio*")**

Essa métrica mede a natureza reativa do trabalho de manutenção da planta solar fotovoltaica. Proprietários e gestores de ativos preferem uma proporção maior de manutenção preventiva a de manutenção corretiva. Este indicador é baseado nas horas reais que os técnicos gastam em seus trabalhos. As horas reais são medidas independentemente das horas originalmente estimadas.

Quando o provedor de serviço de O&M tem controle sobre o equipamento, o provedor de serviço de O&M decide quando tomar certas ações para preservá-lo. Quando o equipamento tem controle sobre o provedor de serviços de O&M, o equipamento direciona os esforços de manutenção. Um ambiente de planta mais reativo tem mais circunstâncias do equipamento apresentar problemas e fazer com que o provedor de serviços de O&M interrompa a programação semanal. Já um mais proativo experimenta poucas circunstâncias de problemas repentinos no equipamento interrompendo o trabalho programado.

A melhor prática requer que a proporção de Manutenção preventiva versus corretiva seja 80/20.

- **Conformidade do cronograma ("*Schedule compliance or attainment*")**

Esse indicador é definido como a razão entre as tarefas de manutenção programada completas no tempo determinado, e o número total de tarefas. Pode ser utilizado para avaliar a eficiência da execução da manutenção ou a precisão no planejamento da manutenção.

Os prestadores de serviços de O&M que aderem ao cronograma garantem a realização do máximo possível de manutenção preventiva e outros trabalhos corretivos oportunos. O cumprimento do cronograma fornece uma medida de responsabilidade.

O baixo cumprimento do cronograma pode fornecer sinais de alerta importantes para o proprietário do ativo em relação ao provedor de serviços de O&M, que podem indicar:

- Que a manutenção preventiva não é feita, o que levará a falhas nos equipamentos ao longo do tempo;
- O provedor de serviços de O&M pode não ter um número suficiente de pessoal técnico qualificado para realizar a manutenção;
- Os sistemas do provedor de serviços de O&M, como gerenciamento de lojas e peças de reposição, processos de aquisição são ineficientes;
- Pode haver altos níveis de trabalho de manutenção corretiva - o que pode ser devido a problemas técnicos não resolvidos.

### 3.4.2.2. KPIs econômicos

A mensuração de fatores econômicos ajuda os gerentes a verificar a viabilidade financeira da usina.

- **Custo de mão de obra equivalente ("*Equivalent labor cost*")**

O fator "*equivalent labor cost (ELC)*" representa os custos trabalhistas expressos como porcentagem dos custos totais de manutenção (*total maintenance costs - TMC*), que podem informar sobre a eficácia da manutenção. A maioria dos operadores de usinas fotovoltaicas, concorda com a importância de se ter um pessoal de manutenção qualificado para garantir uma porcentagem ótima de custos trabalhistas.

- **Custo de peças de reposição equivalente (“Equivalent spare parts cost”)**

O fator “equivalent spare parts cost (ESPC)” corresponde ao custo de peças sobressalentes, expresso em porcentagem do TMC. Está diretamente relacionado ao número de falhas seguidas de substituições. Os números passados podem ajudar com o planejamento orçamentário.

- **Planejamento de manutenção (“Maintenance planning”)**

O fator econômico “maintenance planning (MP)” é definido como o TMC em relação ao orçamento anual de manutenção (*annual maintenance budget – AMB*). O MP pode providenciar informações sobre a qualidade do planejamento de manutenção, sendo relevante para o setor responsável, pois mede com precisão o desempenho do gerenciamento.

No **Apêndice E**, são apresentadas as tabelas criadas com todos os KPIs indicados nessa seção, assim como as suas fórmulas de cálculo.

O conjunto proposto de KPIs auxilia os gerentes na avaliação e otimização das práticas de O&M da usina solar. Os KPIs são úteis para descrever uma visão completa das práticas no sistema, a partir de dados da planta. Eles foram desenvolvidos para a medição e a avaliação de uma condição específica da planta solar fotovoltaica. Essa informação ajuda a identificar os principais pontos de melhoria, estabelecer metas de desempenho e pré-selecionar um conjunto de ações para alcançá-las.

### **3.5. Conhecimento em O&M dos profissionais do setor de energia solar no Brasil**

Nesta seção será apresentada uma avaliação do conhecimento em O&M de sistemas fotovoltaicos pelos profissionais do setor no Brasil, realizada por Vergara *et al.*, (2017), a partir da identificação das principais técnicas utilizadas, obtidas a partir de entrevistas estruturadas. Os autores revisaram sistematicamente a literatura existente e realizaram entrevistas para verificar a experiência com O&M de profissionais de engenharia e arquitetura do mercado de instalações fotovoltaicas; identificar quais são os aspectos mais relevantes para estes profissionais em relação às ações de O&M em sistemas fotovoltaicos; e comparar os conhecimentos de O&M dos profissionais de projeto e implantação de usinas fotovoltaicas com os procedimentos descritos na ABNT 16274:2014.

Os autores realizaram entrevistas estruturadas com quinze profissionais, tais como arquitetos, engenheiros e gerentes de projetos responsáveis por projetar, implementar e realizar pesquisas científicas com sistemas fotovoltaicos. Segundo Vergara *et al.*, (2017), a pesquisa realizada pôde ser classificada como qualitativa, de caráter exploratório, visto que tem como principal objetivo desenvolver, esclarecer e alterar conceitos e ideias, visando formular problemas mais precisos ou hipóteses pesquisáveis para futuros estudos. As principais ferramentas utilizadas foram de levantamento bibliográfico e documental, entrevistas não padronizadas e estudos de caso. As entrevistas dos autores do artigo de referência analisado, foram realizadas durante os meses de julho e outubro de 2017 com profissionais que atuam em Florianópolis-SC e Uberlândia-MG. É importante mencionar que nos próximos capítulos serão abordadas também as entrevistas que foram realizadas para o escopo do trabalho, e que corresponderam também a entrevistas de caráter qualitativo.

Os instrumentos utilizados para elaboração do artigo de referência de Vergara *et al.*, (2017), foram entrevistas estruturadas para posterior análise de conteúdo. Segundo os autores do artigo, a entrevista é uma técnica de coleta de dados em que o pesquisador interage com o investigado, fonte primária das informações a serem levantadas, onde são formuladas perguntas visando obter os dados relevantes ao tema abordado pela pesquisa. A entrevista estruturada, segundo Gil (2008), é uma forma de interação entre o entrevistador e entrevistado realizada de forma invariável através de perguntas organizadas em um roteiro fixo com intuito de coletar os dados de forma rápida e possibilitando a análise estatística dos dados.

Foram elaboradas oito perguntas por Vergara *et al.*, (2017), que podem ser consideradas como sendo “genéricas”, pois questionam sobre o perfil do profissional, sobre as práticas utilizadas por cada um, e sobre a opinião quanto aos procedimentos imprescindíveis e equipamentos necessários para a manutenção de usinas fotovoltaicas. Essa também foi a abordagem adotada para o roteiro elaborado

para este trabalho (**Apêndice A**), pois considerou-se que fazer perguntas genéricas deixaria o entrevistador mais à vontade para discorrer sobre o proposto, e permitiria realizar uma análise posterior a partir da literatura acadêmico-científica estudada.

Vergara *et al.*, (2017), optaram por elaborar três categorias de análise:

- Características profissionais dos entrevistados;
- Conhecimento e experiência em manutenção de sistemas fotovoltaicos;
- Condições necessárias para manutenção de sistemas fotovoltaicos.

Segundo os autores, o tratamento dos dados foi realizado através da tabulação das informações transcritas de cada um dos entrevistados. Buscou-se através da contagem de palavras, termos técnicos ou agrupamento das respostas quantificar as informações obtidas nas transcrições das entrevistas. Essa também foi uma das abordagens realizadas para a elaboração do Capítulo 5 deste trabalho.

Em relação ao tipo de sistema que exige maior complexidade nos procedimentos de operação e manutenção, Vergara *et al.*, (2017) constataram por meio das entrevistas que 40% dos entrevistados pelos autores do artigo destacaram sistemas fotovoltaicos instalados em telhado. Estes profissionais foram unânicos em apontar as dificuldades de acesso como principal agravante na execução destes procedimentos, por se tornarem atividades em altura. As estatísticas de acidentes de trabalho no setor da construção civil são preocupantes. Segundo os autores, o Brasil ocupa o 4º lugar no ranking mundial de acidentes de trabalho com morte, com base nos dados da Organização Internacional do Trabalho, sendo que 40% dos acidentes de trabalhos registrados no Brasil são provenientes de atividades em altura, e as principais causas destes acidentes são: a perda do equilíbrio dos colaboradores; atividades executadas em locais sem proteção; à falta de uso ou uso inadequado dos equipamentos de proteção individual (EPI) e coletiva (EPC) além da falta de capacitação e conhecimento nas normas de segurança que regulam as atividades laborais em altura.

Vergara *et al.*, (2017) também relatam que a maioria das plantas fotovoltaicas são operadas com uma estratégia de manutenção corretiva combinada com a manutenção preventiva, de acordo com as diretrizes do fabricante do componente. As principais causas que interferem na produção de energia em um sistema fotovoltaico são: falhas na rede elétrica; falhas nas conexões elétricas e nos inversores; degradação do painel fotovoltaico (corrosão, descoloração, ruptura de delaminação e células fotovoltaicas com microfissuras); sombreamento parcial e sujeira sobre os módulos. Esses problemas podem ser evitados através de procedimentos de operação e manutenção, como inspeções visuais, monitoramento, medições de curva I-V e realização de imagens de termografia. A confiabilidade no monitoramento aliado a um bom programa de operação e manutenção das usinas fotovoltaicas, quando bem executados, podem evitar grandes perdas financeiras. No Brasil, a norma para certificação de conformidade de usinas fotovoltaicas é a ABNT 16274 (2014). Na falta de uma norma específica que regule a operação e manutenção, esta serve como referência para execução estes procedimentos.

A relação dos procedimentos de O&M descritos pelos entrevistados pelos autores Vergara *et al.* foi a seguinte:

- Monitoramento do sistema FV;
- Limpeza periódica dos módulos FV;
- Realizar a inspeção termográfica;
- Verificar periodicamente o sombreamento do sistema;
- Verificar as conexões elétricas;
- Traçar curva I-V dos arranjos fotovoltaicos;
- Realizar ensaios elétricos;
- Inspeccionar o sistema preventivamente;
- Respeitar as normas de inspeção e de segurança.

Segundo os autores do artigo, constatou-se que nenhum entrevistado demonstrou conhecer todos os procedimentos necessários para manutenção de um sistema fotovoltaico durante a sua vida útil e apenas

um dos profissionais entrevistados mencionou conhecer a norma internacional de comissionamento de sistemas fotovoltaicos: "*Grid connected photovoltaic systems Minimum requirements for system documentation. commissioning tests and inspection* (IEC 62446:2009)" que originou a ANBT 16274 (2014)". É importante esclarecer, que no caso da falta de normas técnicas brasileiras, é sugerida a consulta de normas técnicas internacionais, seja da IEC (*International Electrotechnical Commission*) ou da ISO (*International Organization for Standardization*).

Os ensaios elétricos e as verificações das conexões foram os procedimentos mais mencionados pelos entrevistados por Vergara et al., (2017), principalmente por serem os mais elementares para manutenção de qualquer instalação elétrica, seja geradora ou consumidora de energia.

Apenas 40% dos profissionais consultados pelos autores do artigo, mencionaram a necessidade de limpar os módulos. Este procedimento é vital para que o sistema gere energia conforme projetado e deve ser executado independente da qualidade, local e tipo de instalação.

Apesar da boa capacitação técnica necessária para a elaboração de um sistema solar fotovoltaico, pode-se constatar que esses profissionais ainda carecem de uma visão macro de todas as etapas de projeto, implantação, monitoramento, operação e manutenção deste tipo de usina.

Uma melhor visão do conhecimento sobre O&M por parte dos profissionais do setor de energia solar, pode contribuir para a elaboração de diretrizes de orientação aos profissionais sobre a gestão de sua atividade de trabalho. Além disso, ferramentas de avaliação de riscos e qualidade podem auxiliar na efetividade da O&M e no controle contínuo das instalações dos sistemas fotovoltaicos, para melhor cumprimento das respectivas normativas vigentes (Vergara et al., 2017).

### 3.5.1. Capacitação de pessoas em O&M

O conhecimento em O&M pelos profissionais do setor pode ser aprimorado, a partir da adoção de uma matriz de habilidades técnicas.

Segundo Ara et al., (2021), é de importância crítica que todo o pessoal de O&M tenha as qualificações relevantes para realizar trabalhos de maneira segura e responsável. É difícil definir exatamente o perfil do funcionário mais adequado para realizar o trabalho, mas, em geral, não é aconselhável ser rígido nos requisitos necessários. O conhecimento e a experiência necessários podem ser adquiridos por meio de diferentes carreiras e por diferentes engajamentos.

A indústria solar se beneficia de uma ampla gama de habilidades e experiências. Membros de equipe com uma série de habilidades elétricas, mecânicas, financeiras, comerciais e de comunicação são necessários para lidar com diferentes tarefas e todas elas fortalecem o impacto positivo do serviço prestado.

À medida que a indústria solar se expande globalmente, segue-se que a formação de competências também terá de ser ampliada para satisfazer a demanda de mão-de-obra qualificada. Cabe, portanto, a todos os empregadores do setor criarem um esquema de formação interna e externa que crie oportunidades de qualificação e desenvolvimento. Embora seja inevitável que alguns funcionários optem por sair, não é realista imaginar que qualquer empresa possa sempre empregar funcionários prontamente especializados e qualificados.

A criação de uma matriz de treinamento permite que uma empresa registre habilidades, formais e informais, para identificar lacunas e fornecer treinamento para preenchê-las.

À medida que a indústria cresce, há uma rápida taxa de mudança tecnológica, bem como melhores práticas emergentes, que exigem um programa de desenvolvimento pessoal contínuo com o qual indivíduos e empresas precisam estar comprometidos.

A matriz vai além de qualquer formação educacional e se concentra nas habilidades exigidas universalmente pelos provedores de serviços de O&M. Portanto, muitas das habilidades/requisitos podem precisar ser ajustáveis para se adequarem a diferentes práticas e regulamentações.

No **Anexo G**, encontra-se a matriz de habilidades proposta para os colaboradores de O&M, apresentada por Ara *et al.*, (2021)

### 3.6. Inovação em manutenção

Nesta seção são mencionadas as principais inovações e tendências tecnológicas que estão sendo desenvolvidas e adotadas de maneira inovadora pelo setor de O&M. A partir do estudo feito na literatura (Ara *et al.*, 2021), foram avaliadas quais são as principais áreas de tecnologia que estão sendo desenvolvidas por vários provedores de serviços inovadores do setor, descrevê-las e analisá-las na situação presente, visto que muitas dessas novas tecnologias estão se aproximando da adoção convencional, outras ainda estão em estágio inicial de desenvolvimento.

O aumento da eficiência dos recursos humanos por meio do uso de técnicas orientadas por dados e da Indústria 4.0 são temas importantes para o setor de O&M, pois a indústria trabalha para reduzir o número de intervenções humanas e aposta na digitalização. A exigência é fazer mais com menos recursos, de forma a tornar os procedimentos mais eficientes e menos custosos para ambas as partes (cliente e prestador do serviço).

As seguintes tecnologias podem ser consideradas como inovadoras para o setor de O&M:

- Eletroluminescência aérea;
- Imagem de fluorescência ultravioletas (UVF);
- Diagnóstico automatizado de desempenho da planta;
- Manutenção preditiva para substituição otimizada de hardware;
- Realidade aumentada e óculos inteligente;
- Internet das Coisas (IoT) e configuração automática;
- Fusão de dados de imagens de monitoramento fotovoltaico.

No **Apêndice F**, encontra-se a descrição de cada uma das tecnologias mencionadas acima a partir das referências estudadas.

## 4. Metodologia da pesquisa

### 4.1. Seleção das empresas e áreas pesquisadas

Para a seleção das empresas consideradas para o desenvolvimento do Capítulo 5 deste trabalho, buscou-se empresas e/ou profissionais que apresentassem *expertise* no setor de energia solar fotovoltaica no Brasil.

As principais características das empresas selecionadas estão descritas no Quadro 13 abaixo.

Quadro 13 - Caracterização das empresas entrevistadas

	Ano	MWp/MW	Mini GD	Fundação	Nº Funcionários	Sede	País	Multinacional
Empresa A	2012	180 MWp	100%	2014	51-200	Rio de Janeiro, RJ	BRA	
Empresa B	2020	270 MW	GC e GD	2020	201-500	São Paulo, SP	BRA	
Empresa C	2014	150 MW	GC e GD	2018	51-200	Madrid, Comunidad de Madrid	ESP	x
Empresa D	2017	105 MWp	100%	2013	51-200	São Paulo, SP	BRA	x
Empresa E	2016	60 MW	100%	2016	51-200	São Paulo, SP	BRA	
Empresa F	2017	140MWp	GC	2012	11-50	Paris, Ile-de-France	FRA	x
Empresa G	2017	150MW	100%	2020	+10.000	München, Bayern	DEU	x
Empresa H	2007	1.684,1 MW	GC	2008	5.001-10.000	Roma, Roma	ITA	x

Os profissionais dessas empresas foram contatados através de mensagens na rede social profissional LinkedIn, ou então contatados via mensagens no aplicativo de mensagens instantâneas WhatsApp, ao ser obtido o contato de celular deles, a partir do compartilhamento por outros profissionais que os tenham indicado para a pesquisa.

O alvo para a seleção dos entrevistados foi a atuação destes profissionais na área de Operação e Manutenção (O&M) de sua respectiva empresa. Somente um único entrevistado não atuava diretamente na área de O&M, mas na área de Gestão de Ativos. Consideramos relevante a entrevista com este profissional, pois foi dada a visão de uma empresa investidora em projetos de usinas solares fotovoltaicas, que possui a demanda de contratação de empresas que atuam nas áreas de O&M e na construção. Este profissional trouxe a visão de quem possui a necessidade de se ter boas práticas de O&M em suas usinas, visando uma eficiência maior, e consequentemente, mais rentabilidade dos seus projetos investidos.

Todos os profissionais foram considerados tecnicamente capazes para a realização da entrevista, por terem formação técnica e acadêmica na área pesquisada (engenharias, elétrica, eletrotécnica, técnico).

### 4.2. Estruturação da pesquisa

A pesquisa foi estruturada em um Roteiro com 17 perguntas, separadas de acordo com cada uma das seções do Capítulo 3, referente às Boas práticas de Operação e Manutenção, e que haviam sido baseadas no estudo teórico realizado a partir da literatura acadêmico-científica.

O Roteiro, portanto, foi dividido em:

1. Sobre a empresa entrevistada;
2. Sobre projeto, engenharia e construção de usinas;
3. Sobre planejamento da manutenção;
4. Sobre operação, supervisão e monitoramento;
5. Sobre indicadores de desempenho;
6. Sobre conhecimento dos profissionais;
7. Sobre inovação em manutenção.

O Roteiro se encontra no **Apêndice A**, para visualização das perguntas que foram realizadas.

O passo-a-passo para a realização da entrevista, basicamente foi:

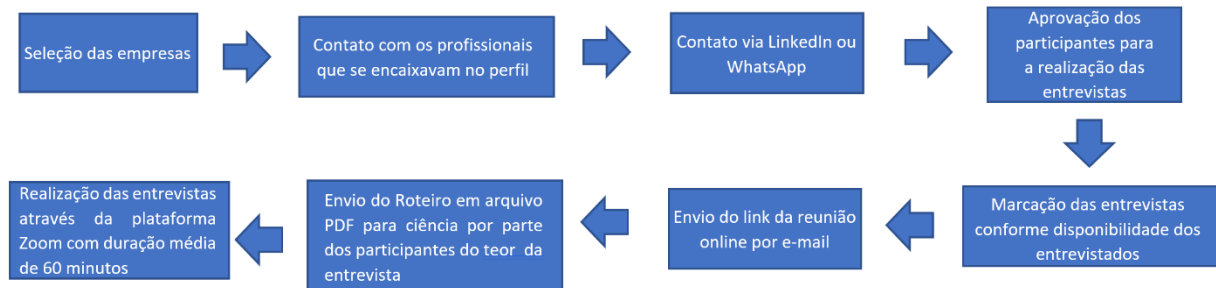


Figura 16 - Fluxograma com o passo-a-passo até a realização das entrevistas com as empresas  
(Fonte: Autoria própria, junho de 2022)

As entrevistas foram realizadas entre as datas 03/06/2022 e 21/06/2022, sendo todas concentradas no mês de junho do ano de 2022.



## 5. Experiência sobre as boas práticas de O&M em empresas brasileiras

Neste Capítulo 5 serão analisadas as respostas dadas nas entrevistas para cada uma das seções de desenvolvimento teórico do Capítulo 3, de forma a relatar e a avaliar de maneira qualitativa como estão sendo aplicadas as práticas de operação e manutenção em usinas fotovoltaicas pelas empresas brasileiras entrevistadas.

### 5.1. Projeto e construção da usina

A maioria dos entrevistados ressaltou a importância de se ter um bom projeto elétrico e civil. Este deve ser bem detalhado, bem dimensionado e consolidado de acordo com as normas, para que auxilie na etapa de O&M de uma usina solar fotovoltaica. Segundo um dos entrevistados, um bom projeto acaba levando à uma boa prática de O&M. É importante ressaltar a importância especificamente dos projetos “as-built”, muito citado pelos entrevistados, pois estando de acordo com o que foi realizado na etapa de construção, ele facilita a etapa de O&M. Um dos entrevistados relatou que “já pegamos instalação que o cliente garantiu que se tratava da última revisão do projeto, mas chegamos em campo e era totalmente diferente, e isso dificultou demais para encontrarmos o problema, pois o projeto não era condizente com o que se estava em campo. Exigimos que o cliente passe o máximo de fidelidade das instalações”.

Assim, é importante se ter um bom “as-built” após o comissionamento, havendo a disponibilização da documentação atualizada após esta etapa, pois haverá algum ajuste de comissionamento, e isso deve ser bem registrado e repassado para a O&M. Para isso, deve-se garantir uma boa etapa de construção. A área de engenharia da construção tem que ter o *know-how* técnico para dar os “inputs” necessários, mesmo que o projeto não esteja prevendo o erro. Segundo um dos entrevistados “toda construção tem que ter um “handover” entre projetista e construtora, pois muitas vezes existe pouca comunicação e integração, por conta da pressão dos prazos”.

O relatório de comissionamento também foi muito citado como uma boa prática. Ele está de acordo com a literatura científica estudada, que relata a importância de se ter tudo muito bem definido e esclarecido através de relatórios bem documentados, inclusive sendo estabelecido um KPI para o ‘Reporting’. Um dos entrevistados afirmou que “o relatório de comissionamento vai informar, por exemplo, através da termografia dos módulos, as condições deles, assim como o levantamento da curva I-V para saber a respeito da degradação. Recebendo esses relatórios, é feita toda uma análise, que é devolvida ao cliente. Como empresa de O&M, não podemos receber qualquer prejuízo que tenha sido ocasionado antes de assumirmos a usina, assim precisamos ter a certeza das condições de como estamos recebendo”.

O termo “handover” foi muito utilizado nas entrevistas. Segundo um dos entrevistados, esse processo se refere à “um procedimento corporativo muito complexo, em que se tem que pensar em muita coisa, em todas as frentes: a frente civil, de subestação, da parte DC, da parte dos inversores, tudo isso vai sendo discutido, e assim é estabelecido o que a construção deve resolver, o que deve ser resolvido em conjunto, o que é para o O&M assumir. É uma grande reunião de concessão”. Uma boa prática seria ter pessoas capacitadas no processo de comissionamento, para conseguir de fato ser realizado esse “handover” da implantação para a O&M de uma forma satisfatória.

Outras boas práticas que foram citadas pelos entrevistados referem-se à noção de “lições aprendidas”, a disponibilização de materiais “in-loco” e a contratação de mão-de-obra local.

Segundo um dos entrevistados é comum haver “falhas recorrentes que poderiam ser solucionadas se existisse um bom controle das lições aprendidas durante as fases de projeto e implantação”. A equipe de construção não consegue prever o futuro de toda a obra, pois muito dessas coisas são “lições aprendidas”. Apenas durante a operação, se vê que na etapa anterior (da construção ou implantação), algo deveria ter sido feito de uma outra maneira. O correto é a equipe de O&M retornar e conversar com as pessoas



da construção, pedindo para que elas façam de uma forma diferente na próxima oportunidade. Uma boa prática seria se discutir durante a construção o processo de O&M.

Disponibilizar infraestrutura, recursos e materiais sobressalentes "*in-loco*" desde o início da etapa da construção auxilia bastante a equipe de O&M, para que não haja posteriormente ao comissionamento, a preocupação de onde se guardará o estoque de materiais. Quando as coisas são pensadas com muita antecedência, é sempre melhor para a O&M.

Segundo um dos entrevistados, das questões sociais, uma boa prática é a contratação da mão-de-obra local. "Sempre que tivermos uma equipe própria muito grande, tipo 30 ou 40 pessoas, independente do serviço, sejam técnicos, sejam vigilantes, sejam pessoas de serviços gerais, ajudantes, o ideal e o melhor é que sejam sempre pessoas locais. Pois dificilmente as pessoas vão querer sair para uma outra oportunidade. Então, teremos uma equipe que vai sempre se desenvolver, teremos uma quantidade de técnicos de nível bem alto, de sênior, que não vai ter problemas com o mercado, de pessoas indo para outras empresas próximas, querendo um desafio diferente, ou querendo migrar. Mas isso depende muito também do perfil de profissional buscado. Além disso, há um impacto regional, por conta da criação de empregos, qualificação da mão de obra local e geração de renda para a comunidade".

## 5.2. Planejamento da manutenção

A maioria dos entrevistados ressaltou que a relação entre manutenção preventiva e corretiva depende da instalação fotovoltaica. A confiabilidade dos equipamentos instalados é fundamental nesta relação, quando se tem equipamentos de alta confiabilidade, a realização de preventivas x corretivas tende a ser direcionada para as preventivas, uma vez que, os equipamentos tenderão a ter menos falhas corretivas.

Todos os entrevistados seguem os manuais dos fabricantes para elaboração e execução das manutenções preventivas, com o intuito de assegurar a garantia dos equipamentos. A principal função da manutenção preventiva é manter a garantia dos equipamentos, registrar as manutenções e aumentar a vida útil dos equipamentos, segundo um dos entrevistados.

Além das manutenções preventivas, também são feitas manutenções recomendadas. Segundo um dos entrevistados "Estas manutenções são definidas conforme os KPIs de manutenção, ou seja, se um equipamento está apresentando uma mesma falha diversas vezes, estuda-se esta falha, faz-se a corretiva e a ação da corretiva alimenta o plano de manutenção preventiva, com o intuito de evitar novas falhas".

Todos os entrevistados mencionaram a criação da Ordem de Serviço (OS). Este é o primeiro passo antes de efetuar quaisquer manutenções, seja ela corretiva ou preventiva. O segundo passo é realizar a inspeção da falha em campo e o terceiro passo é efetuar a correção da falha. Podem ocorrer duas situações: a falha ser solucionada de imediato ou ter a necessidade da criação de um planejamento de manutenção corretiva. Após a intervenção realizada pelos técnicos de campo, faz-se um documento detalhando a realização da atividade. Este registro serve como análise da falha, sendo usado para realimentar o plano de manutenção preventiva (como mencionado acima) ou pode gerar um plano de ação para novas falhas. Um dos entrevistados citou o uso do software QOS Energy, ferramenta utilizada para monitoramento e abertura de tickets para controle das atividades preventivas e corretivas.

Um dos entrevistados frisou a importância da gestão dos sobressalentes. Normalmente, quando a corretiva é necessária, significa que haverá a necessidade de substituir um sobressalente. As usinas solares, geralmente, ficam em lugares remotos do Brasil com difícil acesso. Desta forma, é primordial a gestão dos sobressalentes no campo, de forma a não faltar sobressalentes quando este for necessário. Outro passo importante é garantir que os técnicos de campo possuam todos as ferramentas necessárias para execução das atividades corretivas. De acordo com este mesmo entrevistado, ele cita que existem dois tipos de manutenção corretiva: a emergencial e a urgente. A manutenção corretiva emergencial pode ser feita após o fim da geração, de forma a não impactar na produção da planta fotovoltaica. Já a manutenção corretiva urgente, precisa de um reparo imediato. Desta forma, é fundamental possuir sobressalentes e ferramentas para que a correção seja realizada. Também existe a manutenção

programada, onde ela pode ser planejada para ocorrer posteriormente, de forma, a tentar evitar o impacto na produção.

Em alguns casos pode existir a dificuldade de distinguir uma manutenção preventiva de corretiva. Como mencionado por um entrevistado, "existe uma corretiva que é gerada pela preventiva, no momento da preventiva pode existir a necessidade de fazer alguma manutenção corretiva, por exemplo, troca de um fusível".

Abaixo segue a consolidação das boas práticas de manutenção preventiva adotadas pelas empresas entrevistadas.

- Abertura da OS com todos os pré-requisitos de segurança e o passo a passo da atividade realizada. As OS são abertas de acordo com a periodicidade da manutenção.
- Seguir o plano anual de manutenção feito com base nos manuais de todos os equipamentos do próprio fabricante/fornecedor da usina. Este plano contempla todas as atividades de equipamento e de infraestrutura da usina.
- Efetuar atividades como: termografia dos equipamentos (inversores, transformadores, painéis elétricos) e termografia dos módulos FV através de drones aéreos. Realização do teste da curva IV, corte de vegetação e limpeza dos módulos fotovoltaicos.

Quando questionados sobre segurança dos funcionários todos os entrevistados citaram que a empresa considera a segurança algo primordial. São feitos DDS (diálogos diários de segurança) diariamente, com o intuito de tratar algum tema específico, como animais peçonhentos, riscos de vegetação alta, atividades específicas do dia. Todos os entrevistados mencionaram o DDS e falaram que é algo obrigatório em campo e que acontece diariamente. Segundo um dos entrevistados "Manutenção é segurança! Segurança das pessoas, dos ativos e do financeiro da empresa. É de onde partem as operações.". Todos mencionaram que são feitos treinamentos de segurança, procedimentos de emergência, simulações, reuniões de segurança, auditorias internas e campanhas de conscientização.

De forma geral, as empresas seguem as boas práticas que foram estudadas nos artigos acadêmicos-científicos.

### 5.3. Operação, supervisão e monitoramento

Todos os entrevistados mencionaram que a operação depende do monitoramento em tempo real da usina fotovoltaica. Uma equipe responsável pelo monitoramento em tempo real informa todas as indisponibilidades para os técnicos de campo, de forma que eles possam atuar diretamente na falha. Além disso, é necessária uma equipe ou pessoa responsável pela análise dos dados medidos. Quando um equipamento para de funcionar, por exemplo um inversor ou transformador, a falha é facilmente identificada, porém, quando ocorre uma falha a nível C.C., por exemplo, *strings* com baixa isolamento nos cabos solares, conexões soltas entre os painéis fotovoltaicos, *trackers* operando de forma irregular, essas ineficiências são difíceis de identificar imediatamente. Então, é necessário ter um responsável pela análise dos dados medidos. Desta forma, a equipe de campo pode contar com este suporte para solucionar de forma rápida e eficaz essas falhas que são quase "imperceptíveis".

Uma boa prática de operação mencionada pelos entrevistados é a utilização do sistema Scada das plantas fotovoltaicas. Geralmente, estes sistemas supervisórios são disponibilizados pelos próprios fabricantes de inversores e trackers, por exemplo: Elipse, WEG, ABB, SIEMENS, Fimer, SMA, Soltec. Desta forma, a operação remota minimiza o risco da equipe em campo, já que as manobras de controle são realizadas remotamente. As empresas possuem um procedimento de manobras, que é um passo a passo de como ela deve ser feita remotamente.

Apesar de quase todos os entrevistados mencionarem a utilização de um monitoramento remoto, um deles, mencionou que presenciou situações em que a mesma pessoa que realiza o monitoramento in loco faz as manutenções em campo, ou seja, ela não consegue fazer as duas atividades de forma simultânea.

Este mesmo entrevistado comentou que “A operação remota precisa ser feita por uma equipe técnica capacitada para garantir o melhor funcionamento do sistema”.

O monitoramento, além de estar intrinsicamente ligado a operação da usina fotovoltaica, precisa ser capaz de processar e analisar os dados medidos pelos equipamentos. Estas análises gerarão “KPIs relevantes, disponibilidade, performance, perdas e entendimento sobre o que acontece com a operação da usina”.

Metade dos entrevistados mencionou a importância de ter um centro de operação da geração (COG) funcionando 24 horas, 7 dias da semana. Um deles mencionou que o principal objetivo é monitorar a subestação, verificando o estado dos disjuntores, geração dos circuitos, coordenação de manobras necessárias, como solicitação de restrição operativa imposta pelo ONS. Algumas empresas possuem o seu próprio COG outras subcontratam este serviço.

Quando questionados sobre as ferramentas para a supervisão e monitoramento utilizadas pelas empresas, todos os entrevistados mencionaram o próprio SCADA fornecido pelo fabricante. O SCADA de primeiro nível faz a aquisição dos dados de campo e disponibiliza em tempo real para a equipe de operação e manutenção de campo. Já o SCADA de segundo nível, faz o tratamento e análise de dados com algoritmos de otimização e inteligência artificial”. Ambos os softwares são diferentes, o Scada de primeiro nível faz armazenamento local e o de segundo nível faz armazenamento na nuvem.

Um dos entrevistados mencionou o uso do software PI System que é responsável pelo gerenciamento de dados de operação em tempo real das usinas solares.

De forma geral, as empresas seguem as boas práticas que foram estudadas nos artigos acadêmicos-científicos.

## 5.4. Indicadores de desempenho

Todos os entrevistados mencionaram a performance - Performance Ratio (PR) - como um dos principais indicadores de desempenho de uma usina solar fotovoltaica. Além dele, também foi muito mencionada a disponibilidade dos equipamentos.

Foi relatado que no contrato de provedor de serviços de O&M, o PR é o indicador evidenciado. Pois no contrato vem o estudo feito do sistema, e uma indicação de performance mínima para ser atingida no mês de referência. Porém, o resultado da performance do sistema é contabilizado contratualmente somente de forma anual. Chegando na data em que o contrato está encerrando, se a performance estiver menor, deve-se pagar uma multa definida contratualmente. Uma boa prática é mensurar a performance dos equipamentos e do sistema como um todo, mensalmente.

Um dos entrevistados afirmou que “o PR realmente é um bom indicativo para a equipe de O&M. É uma constante fácil do operador acompanhar, e do profissional da manutenção verificar no relatório ao se notar o inversor abaixo de 0,90, atuando naqueles que deram abaixo desse valor. Para a O&M, é uma boa ferramenta de KPI”.

Além disso, o PR é o resultado de se ter implementado uma boa manutenção, uma boa gestão dos outros KPIs. Se estiver com outros indicadores bons, o PR vai ter que ser bom, ao menos que se tenha um problema estranho que se desconheça. Segundo um outro entrevistado, porém, “monitorar performance” é um termo errado, pois devem ser monitorados os outros indicadores, a performance tem que ser disponibilizada e analisada apenas, pois ‘já aconteceu’. “Os profissionais costumam ver muito de “trás para frente”, ao invés de seguir uma linha tênue simples”.

Esse mesmo entrevistado relatou que dos indicadores do sistema, temos como principais os MTTBF (*Mean time between failures*) e MTTR (*Mean time to repair*). Esses dois indicadores são reportados ao cliente de forma periódica, para ele entender como está funcionando o seu sistema fotovoltaico. Dos indicadores da equipe de manutenção, tem-se indicadores como o tempo de reconhecimento de alarme, tempo de resposta e tempo de resolução. Este foi o único entrevistado que mencionou primeiramente esses outros indicadores, estando de acordo com a literatura acadêmico-científica estudada.

Foi relatado também que uma das cláusulas do contrato é a questão da multa contratual relacionada à disponibilidade dos equipamentos. Supondo que o O&M deve trabalhar em média com em torno de 98% de disponibilidade, abaixo disso, se está suscetível a penalidades contratuais. Também existe um mínimo de geração de energia injetada, que se não for atingido, pode haver penalizações.

Verificou-se que a maioria das empresas não adota a categorização entre operação e manutenção dos KPIs, e assim em sua maior parte, eles são todos integrados, diferentemente como se está apresentado na literatura acadêmico-científica.

É possível calcular os KPIs para quaisquer blocos que se queira, pode-se calcular o KPI para a usina solar como um todo, para uma determinada região, para um determinado inversor, uma determinada *combiner box*, até onde tiverem dados disponíveis. A “granularização” dos KPIs foi mencionada por um dos entrevistados, que a apontou como sendo muito importante para se ter uma noção do que está acontecendo em cada região da planta solar. Segundo o entrevistado, os KPIs norteiam os profissionais, e assim, é importante tê-los de maneira “granularizada” para poder ver diferentes regiões da planta solar, e disponibilizados sempre de forma diária ou semanal, pois não se pode esperar fechar o mês para se estar ciente do que está acontecendo.

## 5.5. Conhecimento dos profissionais

Todos os entrevistados relataram que as empresas investem em cursos para aprimoramento do conhecimento técnico e/ou das habilidades de seus profissionais.

Foram citados cursos de novas tecnologias aplicadas à fotovoltaica. Cursos de termografia, cursos de teste I-V, cursos de manutenção avançada em transformadores e subestação, cursos sobre termovisor, cursos sobre outros equipamentos específicos. Treinamentos com a equipe que vai executar atividades em algum maquinário novo. Cursos sobre o inversor, curso do CMMS (*Computerized Maintenance Management System*), o software de gestão em manutenção. Além de cursos geralmente focados em habilidades específicas também necessárias.

Quanto à pergunta realizada sobre o que conta mais para o profissional modelo da área de energia solar fotovoltaica (uma boa formação técnico-acadêmica, uma boa experiência profissional ou ambas), obtiveram-se respostas bastante distintas.

Alguns relataram a preferência de se ter uma boa formação técnico-acadêmica, para acompanhar a evolução da tecnologia, pois a experiência pode ficar ultrapassada. Outros já relataram que uma boa experiência profissional é mais importante, sendo que um dos entrevistados informou que “a formação técnico-acadêmica é muito importante para você saber do que está falando, entender mais para o que as coisas servem, e ter um embasamento melhor para concluir as coisas, mas para saber o que se faz e como resolver um problema que se apresenta, é a experiência que dita. Tem muito técnico muito experiente, que sabe muito mais do que um engenheiro”.

Três entrevistados mencionaram a respeito da importância do perfil do profissional, a partir dos chamados “*soft skills*”. Um deles afirmou que “no ambiente real, mesmo sendo engenheiro, sendo treinado para se ver mais a questão técnica, existem outros fatores que são fundamentais, que sem eles, a formação técnica não irá valer de nada”.

Outro entrevistado relatou que “O O&M é ‘problema’, é uma área que se ganha para ter problema o dia inteiro. É uma área em que se tem que aprender a viver com problema, então precisa ter uma pessoa técnica, precisa ter confiança e uma *expertise*, não precisando necessariamente ter o conhecimento prático. Mas sempre irá depender muito do perfil da pessoa, do quanto a pessoa quer estar ali, e do

quanto ela irá se empenhar para estar ali. A oportunidade deve ser para todos, mas o perfil é bem “da melhor forma que for, vamos resolver”.

### 5.6. Inovação em manutenção

Diversas tecnologias foram citadas pelos entrevistados, algumas já em utilização por parte da equipe de O&M e outras em que se pretende investir.

A tecnologia que foi mais mencionada pelos entrevistados foi a termografia aérea dos módulos fotovoltaicos com drones, considerada por todos uma tecnologia que aumenta consideravelmente a performance da equipe de O&M. Segundo um dos entrevistados, “hoje em dia boa parte das termografias é feita com drones, assim como todo o mapeamento dos terrenos. O drone é utilizado desde o começo da obra, com a supressão da vegetação até a entrega. Realizamos o mapeamento da obra inteira, com a evolução de cada etapa, para que a gente venda uma coisa real. O cliente sente que o produto foi construído, e para ele, ver a etapa de cada processo é muito confortável”.

A utilização de drones, equipados com câmeras termográficas, se justifica para que se tenha uma visualização de incidência de calor dos painéis, e para que se possa bater fotografias com qualidade, com o intuito de identificar falhas e defeitos nos equipamentos.

Foi relatado por um dos entrevistados que “drones já são utilizados bem mais, a uns quatro anos regularmente. Hoje em dia está muito comum. O próprio drone, em termos de tecnologia, já evoluiu bastante, podendo ser programado para “ir” sozinho, voltar, aterrissar e realizar as medições necessárias. O operador fica apenas com a análise das medições”.

Segundo outro entrevistado, “com a implementação de veículos aéreos não tripulados e drones para realizar a termografia, ocorre a otimização do tempo e a assertividade no processo. O que antes era feito por técnicos em solo, agora apenas é confirmado após uma análise termográfica, em que se leva 1 dia para fazer 1MW, sendo que antes se levava em torno de 1 mês para 1MW”.

A termografia aérea também pode ter outras aplicações. Um gerente de O&M de uma das empresas entrevistadas afirmou que “a termografia aérea, uma tecnologia que já não é tão nova assim, apresenta muitos avanços sendo feitos, como por exemplo, tecnologias que são capazes de informar a altura da vegetação da região ou o quão sujo cada módulo está, informações que agregam muito valor ao trabalho de O&M”.

Além desta tecnologia, foi mencionado um robô que corta a grama. Segundo o entrevistado, “como está bem caro para contratar alguém que faça este tipo de serviço manualmente, ou com um trator, por estarmos referindo a terrenos grandes para as usinas, em torno de 8 hectares, é considerável realizar o investimento. Este robô consegue fazer o mapeamento e o corte da vegetação”.

Foi citada a lavagem dos módulos fotovoltaicos por robôs, em que um dos entrevistados afirmou que a empresa iria iniciar com essa tecnologia em breve, e que estavam em fase de negociação.

O SCADA em segundo nível, também foi mencionado como uma tecnologia que estava sendo implementada nas plantas em operação de uma das empresas.

O CMMS também foi muito citado pelas empresas, ele corresponde a um tipo de software de gestão da manutenção, descrito como “*Computerized maintenance management system*”, ou seja, sistema de gestão da manutenção computadorizada. Foi relatado que existe uma patente americana deste sistema que é amplamente difundida nas plantas fotovoltaicas em O&M do Brasil.

Outras tecnologias mais básicas também foram mencionadas, como por exemplo, a utilização de aplicativos criados pelas empresas prestadoras de serviços de O&M, e disponibilizados aos colaboradores através de tablets que são fornecidos, para o preenchimento das ordens de serviço de forma digital, podendo ser retirada uma foto e inseri-la na OS. Com isso, elimina-se, por exemplo, o envio de e-mails, e torna-se a comunicação interna mais eficiente.

Por fim, uma outra inovação citada por um dos entrevistados foram os modelos computacionais de identificação e mapeamento de falhas. O entrevistado nos relatou que “às vezes se tem o sinal de uma *combiner box*, que agrega 20 e tantas *strings*, por exemplo, e cada *string* com 30 e tantos módulos fotovoltaicos. Então, tem que se virar com muita estatística, muito *machine learning*, para entender onde se está com falha e o que está acontecendo. Localizar falhas às vezes é achar “agulha no palheiro”, mas é o que pode estar fazendo se perder muito dinheiro”. Segundo o entrevistado, “uma boa prática é se ter uma equipe de dados que saiba mapear essas falhas. Saber mapear diferentes perfis de curva é importantíssimo, para identificar o que é um sombreamento, o que é uma *string* queimada, o que é um módulo sujo. Ter uma boa ferramenta de dados para identificação e visualização é o grande avanço tecnológico da parte de Geração Centralizada (GC)”.

Um dos entrevistados afirmou, porém, que “a questão da inovação é ainda muito pouco explorada no departamento de O&M”.

Quanto às empresas possuírem um setor próprio de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), apenas metade afirmou possuir uma área interna voltada para pesquisas em energia solar ou engenharia de campo.

## 6. Conclusão

Este trabalho teve como objetivo apresentar as boas práticas de Operação e Manutenção para uma maior eficiência e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, a partir do estudo da literatura acadêmico-científica realizado através da análise documental e bibliográfica de artigos científicos e demais documentos técnicos considerados relevantes. Ele discorre sobre as boas práticas no Capítulo 3 e analisa de forma qualitativa no Capítulo 5 as práticas adotadas pelas empresas entrevistadas, que são atuantes no setor de energia solar no Brasil.

O trabalho detalhou as etapas de projeto e construção de uma usina solar fotovoltaica, operação e manutenção, supervisão e monitoramento, e evidenciou os indicadores de desempenho, o conhecimento dos profissionais do setor de energia solar no Brasil, e as inovações tecnológicas de manutenção.

A partir das entrevistas realizadas foi possível ter uma visão geral, se as empresas brasileiras aderem ou não às boas práticas de O&M discutidas no trabalho. Constatou-se que boa parte das práticas são de fato aplicadas em campo, assim como, foi possível obter outras para incremento do escopo teórico. As boas práticas estudadas que não foram mencionadas pelos entrevistados, poderão servir como medidas a serem implementadas pelas empresas, de forma a tornar os seus processos mais eficientes.

Além disso, constatou-se que um dos artigos de referência, o *Solar Power Europe*, corresponde a um dos principais artigos sobre Boas Práticas de O&M, a nível mundial, sendo utilizado por profissionais do setor.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se com o intuito de aprofundamento do tema e otimização nos processos do setor de O&M, a realização de entrevistas com mais empresas, pois quanto maior for o número das empresas entrevistadas com o mesmo Roteiro, se chegará a um consenso mais próximo da realidade quanto às práticas realizadas nas empresas brasileiras. A partir da constatação dos fatos, será possível delimitar quais boas práticas não estão sendo aplicadas, e com isso poderá ser elaborado um manual com as boas práticas de O&M em usinas solares fotovoltaicas para as empresas à nível nacional.



## 7. Referências

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5462: Confiabilidade e manutenibilidade – NOV 1994**. p. 37. Rio de Janeiro, RJ, 1994.

EMAP SOLAR. **Área de negócio, O&M**. Disponível em: <https://emapsolar.com.br/area-de-negocio/om>. Acesso em: 21 de maio de 2022.

ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica: Brasil é o 4º País que mais cresceu em 2021**. São Paulo, 20 de abril de 2022. Disponível em: [https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-fotovoltaica-brasil-e-o-4o-pais-que-mais-cresceu-em-2021/#:~:text=Crescimento%202020%2D2021&text=De%20acordo%20com%20a%20ABSOLAR,e%20%C3%8Dndia%20\(49%20GW\)](https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-fotovoltaica-brasil-e-o-4o-pais-que-mais-cresceu-em-2021/#:~:text=Crescimento%202020%2D2021&text=De%20acordo%20com%20a%20ABSOLAR,e%20%C3%8Dndia%20(49%20GW)). Acesso em: 16 de junho de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2019**.

ALTENER. **Energia Fotovoltaica. Manual sobre tecnologias, projeto e instalação**. Janeiro de 2004.

AMÉRICA DO SOL. **Tipos de módulos fotovoltaicos**. Disponível em: <https://americadosol.org/tipos-de-modulos-fotovoltaicos/#toggle-id-3>. Acesso em: 16 de junho de 2022.

ARA, Adele et al. **Operation & Maintenance – Best Practice Guidelines**. SolarPower Europe. Version 5.0. Europe: dezembro de 2021.

ARA, Adele et al. **Engineering, Procurement & Construction – Best Practice Guidelines**. SolarPower Europe. Version 2.0. Europe: dezembro de 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 16 de maio de 2022.

AQUINO, Leticia Aquino de Jesus. **Prospecção Tecnológica em Bases Patentárias relacionadas às perdas na produção de energia fotovoltaica centralizada**. Monografia (Graduação de Engenharia Elétrica) – Universidade Veiga de Almeida. Rio de Janeiro, junho de 2021.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. **Painel NDC - contribuição para as metas de redução de emissões do Brasil**. Disponível em: [https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/desenvolvimento-sustentavel/resultados/emissoes-evitadas!/ut/p/z0/04\\_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8zizQPdnT0cTQx9LHz8LQ0CzT1NzU2M\\_Y0cjYz1C7IdFQGpb0OR/](https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/desenvolvimento-sustentavel/resultados/emissoes-evitadas!/ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8zizQPdnT0cTQx9LHz8LQ0CzT1NzU2M_Y0cjYz1C7IdFQGpb0OR/). Acesso em: 17 de junho de 2022.

CANAL SOLAR. **10 anos de GD no Brasil: bastidores da Resolução 482**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/10-anos-de-gd-no-brasil-bastidores-da-ren-482/>. Autor: Aldo Pereira Texeira, 18 de fevereiro de 2022. Acesso em: 15 de junho de 2022.

CONRADO, Deyvison Muniz. **Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos on-grid**. Universidade Federal Rural de Pernambuco (UFRPE), Cabo de Santo Agostinho, PE, 2021.

CRISPIM, André Luis. **Diretrizes para operação e manutenção (O&M) de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída com uso de células de silício cristalino**. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Civil) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Belo Horizonte, fevereiro de 2021.



CRISPIM, André Luis et al. **Operação e Manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos FV**. Porto Alegre, v.21, dezembro de 2021.

CRISPIM, André Luis et al. **Usinas fotovoltaicas do Instituto Federal de Minas Gerais – IFMG: Análise de geração e dos principais desafios relacionados à operação e manutenção dos sistemas**. Junho de 2020.

DACHERY, Joiris. **História da Energia Solar**. Disponível em: <https://energes.com.br/historia-da-energia-solar/>. Data: 05 de maio de 2020. Acesso em: 15 de junho de 2022.

DACHERY, Joiris. **Entenda como funciona o seguidor solar (Tracker)**. Disponível em: <https://energes.com.br/seguidor-solar-tracker/>. Acesso em: 17 de junho de 2022.

DOYLE, C. et al. **Best Practices in PV System Installation**. Solar Access to Public Capital (SAPC) Working Group. NREL. Version 1.0, Março de 2015.

DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY. **The Five-Step Development Process – Step 5: Project Operations and Maintenance**. U.S. Department of Energy, Office of Indian Energy.

DENIO III, Harley. **Aerial Solar Thermography and Condition Monitoring of Photovoltaic Systems**. IEEE. Solar Infrared, Beaverton, Oregon, United States of America, 2011.

ENEL GREEN POWER. **Módulo Fotovoltaico**. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/energia-solar/modulo-fotovoltaico>. Acesso em: 16 de junho de 2022.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Lei-14.300-de-2022.pdf>. Acesso em: 18 de junho de 2022.

GOVERNO FEDERAL. **Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC – Brasil**. Disponível em: <https://www.terrabrasilis.org.br/ecotecadigital/pdf/plano-nacional-sobre-mudanca-do-clima-brasil-pnmc.pdf>. Acesso em: 17 de junho de 2022.

HANEY, Josh; BURSTEIN, Adam. **PV System Operations and Maintenance Fundamentals**. Solar America Board for Codes and Standards (Solar ABCs), Agosto de 2013.

HONG, Ying-Yi; PULA, Rolando A. **Methods of photovoltaic fault detection and classification: A review**. Taiwan: Department of Electrical Engineering, Chung Yuan Christian University, abril de 2022.

IEC, *International Electrotechnical Commission*. IEC 61724-1. **Photovoltaic System Performance – Parte 1: Monitoring**. Edição 1.0, março de 2013.

INSTITUTO ECOBRASIL. **Boas Práticas**. Disponível em: <http://www.ecobrasil.eco.br/ecobrasil/boas-praticas/#:~:text=%22Boa%20pr%C3%A1tica%20consiste%20em%20uma,visando%20o%20alcance%20de%20um>. Acesso em: 22 de maio de 2022.

INSTITUTO SOLAR. **Tipos de painéis solares**. Disponível em: <https://institutosolar.com/tipos-de-paineis-solares/>. Acesso em: 16 de junho de 2022.

INSTITUTO SOLAR. **Certificações de um Módulo Fotovoltaico**. Disponível em: <https://institutosolar.com/certificacoes-de-um-modulo-fotovoltaico/#:~:text=Hoje%2C%20no%20Brasil%2C%20o%20principal,padr%C3%B5es%20estabelecidos%20na%20IEC%2061215>. Acesso em: 16 de junho de 2022.

International University of Science and Technology, Palapye, Botswana. *Frontiers in Energy Research*. Volume 9, 05 de novembro de 2021.

INMETRO, Instituto Nacional de metrologia, normalização e qualidade industrial. **Portaria nº004, de 04 de janeiro de 2011.** Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>. Acesso em: 17 de junho de 2022.

IRENA. **World Energy Transitions Outlook 2022: 1,5°C Pathway.** Disponível em: <https://www.irena.org/publications>. Acesso em: 18 de junho de 2022.

KEISANG, Ketshephaone et al. **Review of Operation and Maintenance Methodologies for Solar Photovoltaic Microgrids.** Department of Mechanical, Energy and Industrial Engineering, Botswana

KÖNTGES, Marc et al. **Review of Failures of Photovoltaic Modules.** IEA International Energy Agency. Germany, Report IEA-PVPS T13-01:2014.

LEI nº 14.300/2022. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022.** Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 18 de junho de 2022.

LIVERA, Andreas et al. **Operation and maintenance decision support system for photovoltaic systems.** IEEE Access. Cyprus: PV Technology Laboratory, FOSS Research Centre for Sustainable Energy, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Cyprus, 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **RELATÓRIO – Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD.** Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>. Acesso em: 16 de junho de 2022.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Glossário de termos técnicos.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2020%2FSubm%C3%B3dulo%2020.1%2FSubm%C3%B3dulo%2020.1%202020.01.pdf>. Acesso em: 19 de junho de 2022.

OLIVIERI, Giuliana. **Restrições do ONS dificultam geração de energia solar.** Disponível em: <https://canalsolar.com.br/restricoes-do-ons-dificultam-geracao-de-energia-solar/>. Acesso em: 19 de junho de 2022.

OSMANI, Khaled; HADDAD, Ahmad et al. **A review on maintenance strategies for PV systems.** Lebanon: School of Engineering, International University of Beirut BIU, Beirut; and School of Engineering, Lebanese International University LIU, Bekaa, Agosto de 2020.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA A ALIMENTAÇÃO E A AGRICULTURA. **FAO no Brasil.** Disponível em: <https://www.fao.org/brasil/pt/>. Acesso em: 22 de maio de 2022.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL – CRESEB, março de 2014.

PORTAL SOLAR. **O certificado do Pannel Solar – Saiba o que você está comprando.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/o-certificado-do-pannel-solar-saiba-o-que-voce-esta-comprando.html>. Acesso em: 16 de junho de 2022.

PORTAL SOLAR. **Seguidor solar – tracker: vantagens e desvantagens.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/seguidor-solar-tracker-vantagens-e-desvantagens?q=/blog-solar/pannel-solar/seguidor-solar-tracker-vantagens-e-desvantagens.html&>. Acesso em: 17 de junho de 2022.

REDISKE, Graciele et al. **Management of operation and maintenance practices in photovoltaic plants: Key performance indicators.** International Journal of Energy Research. Wiley. Santa Maria: Department of Production and Systems Engineering, Federal University of Santa Maria (UFSM), Brazil, 26 de janeiro de 2022.

SOLARPOWER EUROPE. **Global Market Outlook For Solar Power 2022-2026**. Europe: Schmela, Michael; maio de 2022.

SOUZA et al., Wilison Andson. **Boas práticas de manutenção preventiva em sistemas fotovoltaicos**. *Brazilian of Development*. Curitiba: Volume 5, número 8, agosto de 2019.

SOUZA, Thiago Miranda de. **Estudo de Técnicas de Manutenção Preventiva em Instalações Fotovoltaicas**. Universidade de Brasília (UnB), Brasília, DF, 2021.

TANSY, Dylan et al. **Best Practices of Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems**. National Renewable Energy Laboratory (NREL). 3<sup>rd</sup> Edition, dezembro de 2018.

VERGARA, Lizandra et al. **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 02 dezembro de 2017 p.131-139.

VASITA, Jaya et al. **Best Practices in Operation and Maintenance of Rooftop Solar PV Systems in India**. Germi. Second Edition. India, maio de 2018.

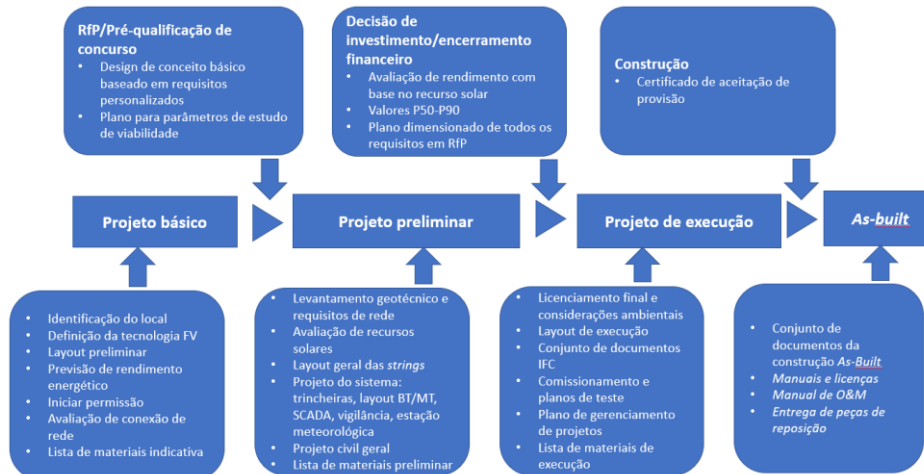
Woyte, Achim et al. **Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems – Good practices for monitoring and performance analysis**. IEA International Energy Agency. Brussels, 3<sup>a</sup> edição. Report IEA-PVPS 713, 2014.

Woyte, Achim et al. **Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis**. France, Paris, 2013.

## ANEXO A – TIPOS DE FALHAS

Localização (DC ou AC)	Equipamento afetado	Tipos de falhas
<b>Falha de incompatibilidade</b>		
DC	Módulo FV	Sombreamento parcial
DC	Módulo FV	Acúmulo de poeira
DC	Módulo FV	Distribuição uniforme de irradiância
DC	Módulo FV	Degradação dos módulos
DC	Módulo FV	Descoloração
DC	Módulo FV	Delaminação
<b>Falha de curto-circuito</b>		
DC	Módulo FV, diodo de <i>bypass</i> e de bloqueio	
<b>Falha de circuito aberto</b>		
DC	Diodo de <i>bypass</i> , módulo FV, caixa de junção	com diodo de <i>bypass</i>
DC	Diodo de <i>bypass</i> , módulo FV, caixa de junção	sem diodo de <i>bypass</i>
<b>Falha do diodo de bloqueio</b>		
DC	Diodo de bloqueio	
<b>Falha linha a linha</b>		
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	mesma string
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	strings vizinhas
<b>Falha de aterramento</b>		
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	superior
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	inferior
<b>Falha de linha para terra</b>		
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	
<b>Falha na caixa de junção</b>		
DC	Caixa de junção	
<b>Falha de arco elétrico</b>		
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	série
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	paralelo
<b>Falha de ponte</b>		
DC	Módulo FV/conjunto de módulos	
<b>Falha MPPT</b>		
DC	MPPT, módulo FV	
<b>Falha no inversor</b>		
AC	Inversor	
<b>Falha na rede de MT, subestação, bay de conexão</b>		
AC	Rede MT, SE, bay de conexão	
<b>Desastre natural repentino</b>		
DC/AC	Sistema fotovoltaico	

## ANEXO B – ESQUEMÁTICO COM AS ETAPAS DO PROJETO DE ENGENHARIA, MARCOS E ENTREGAS



## ANEXO C – PRINCIPAIS TAREFAS NA OPERAÇÃO DE USINA DE SOLAR FOTOVOLTAICA

### 1. Documentação de gestão do sistema (DMS)

O DMS é um requisito importante que permite rastrear as alterações durante a vida útil da operação da planta. Os aspectos importantes para rastrear as informações de gerenciamento da planta fotovoltaica são:

- Informação: componentes e manuais; visão geral da localização da planta; layout da planta fotovoltaica; diagramas elétricos; regras de EH&S.
- Controle de gerenciamento: armazenamento de documentos; diário de modificação; gerenciamento de acesso.
- Controle de registro: alarmes vinculados a tarefas de manutenção; registro automático de O&M; documentação e registro de indisponibilidade.

### 2. Otimização de O&M

Para otimizar as atividades de O&M, reduzindo perdas e custos de produção, as seguintes informações devem ser analisadas:

- Tempo de resposta correlacionado à classificação de eventos e causas raiz.
- Análise de custos incorridos para várias intervenções.

### 3. Controlador da usina elétrica

O *Power Plant Controller* (PPC) é um sistema de controle que pode gerenciar diversos parâmetros, como:

- Controle de potência ativo absoluto, controle de fator de potência, controle de rampa, controle de frequência, controle de potência reativa, controle de tensão.

### 4. Desempenho da planta, monitoramento e supervisão

O provedor de serviços de O&M é responsável pelo monitoramento e supervisão do desempenho da planta FV. No gerenciamento de falhas existem diferentes funções e níveis de interação:

- Suporte de 1º nível: sala de controle (detecção de falhas, *ticketing*, coordenação de ações), técnico do *site* (análise e resolução de falhas no *site*).
- Suporte de 2º nível: engenheiros fotovoltaicos, gerentes de contas, gerentes de projeto.
- Suporte de 3º nível: especialistas de fornecedores, gerentes de projeto e gerentes de contabilidade.

### 5. Previsão de geração de energia

O provedor de serviços de O&M pode fornecer serviços de previsão, se exigido pelo Proprietário do Ativo. Os requisitos de previsão são caracterizados por:

- Horizonte de previsão (normalmente abaixo de 48 horas); resolução de tempo (normalmente de 15 minutos a uma hora); frequência de atualização; previsões para o dia seguinte; previsões entre dias; previsões combinadas.

Os KPIs mais comuns para a qualidade da previsão são:

- Erro quadrático médio (RMSE); erro médio absoluto (MAE).

## **6. Análise de desempenho e melhoria**

O provedor de serviços de O&M é responsável pela qualidade do monitoramento de desempenho. Os dados, coletados para diferentes agregações de tempo, devem ser analisados no seguinte nível:

- Requerimento mínimo: nível de portfólio de controle de O&M, nível da planta e nível do inversor.
- Recomendado: nível de *string*.

## **7. Conformidade com o código da rede**

O provedor de serviços de O&M é responsável por operar a usina FV de acordo com o respectivo código de rede nacional. Os requisitos fornecidos pelo operador da rede geralmente são:

- Qualidade de energia, regulação de tensão, gerenciamento de potência ativa, gerenciamento de potência reativa.

## **8. Relatórios técnicos**

A equipe de Operação fornece relatórios periódicos.

## **9. Gestão de mudança**

Caso o projeto de uma usina FV precise ser ajustado, o provedor de serviços de O&M deve ser envolvido desde o início nas seguintes fases:

- Conceito, trabalhos de design, execução.

O sistema de monitoramento SCADA deve ser atualizado após cada alteração.

- Documentação da data de substituição do inversor, fabricante e tipo do inversor, número de série do inversor.

Para otimizar as atividades, os ajustes precisam ser aplicados ao:

- Plano operacional do site, plano anual de manutenção, cronograma anual de manutenção.

## **10. Segurança da usina elétrica**

É necessário que, juntamente com o prestador de serviços de O&M, o *Asset Owner* implemente um protocolo de segurança em caso de invasão da planta fotovoltaica. Um provedor de serviços de segurança especializado será responsável por:

- Sistemas de intrusão, sistemas de vigilância, processamento de alarmes, patrulhamento do local.



Um sistema de intrusão pode ser formado por:

- Cercas ou barreiras simples, detecção de intrusão, sistema de alerta, monitoramento remoto de vídeo de circuito fechado de televisão (CCTV), linha de comunicação de backup.

Deve ser considerado o processo de ligação com os serviços de emergência locais, por exemplo, a polícia.



## ANEXO D – PLANO DE MANUTENÇÃO ANUAL

EQUIPMENT	TASK	IMPORTANCE	FREQUENCY	EXTENT
Modules	Integrity inspection & replacement	Minimum requirement	Y	T
	Thermography inspection	Recommendation	Y	T
	Measurements inspection	if required	Y	S
	Check tightening of clamps	Minimum requirement	Y	R
	Modules cleaning	According to local conditions	(Y)	T
	Sample internal inspection of junction boxes (if possible)	Recommendation	Y	T
<b>Electrical cabinets and switchboards</b>  - Array/string junction box - Generator junction box - AC switchboards - AUX switchboard - General utilities switchboard - Weather station's cabinet - Monitoring system cabinet - Communication cabinet - Security system board - Other cabinets	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Documents inspection	if required	Y	T
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Electrical protections visual inspection & functional test	Minimum requirement	Y	T
	Check fuse status	Minimum requirement	Y	T
	Check surge protection status (if applicable)	Minimum requirement	Y	T
	Check integrity of cables & state of terminals	Minimum requirement <sup>a</sup>	Y	T
	Sensor functional verification (if applicable)	Recommendation <sup>a</sup>	Y	T
	Measurements inspection	Best practice <sup>a</sup>	Y	T
	Thermographical inspection	Recommendation <sup>a</sup>	Y	T
	Check tightening	Minimum requirement <sup>a</sup>	Y	T
	Lubrication of locks	Minimum requirement <sup>a</sup>	Y	T
	Monitoring operation test (if applicable)	Recommendation <sup>a</sup>	Y	T
<b>Cables</b>  - DC / AC cables - Cables in switchboards, cabinets, inverters	Integrity inspection	Minimum requirement	Y	R
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Check cable terminals	Minimum requirement	Y	R
	Measurements inspection	Recommendation	Y	R
<b>Inverters</b>  - Central inverters - String inverters	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Documents inspection	Best practice	Y	T
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Electrical protections visual inspection, check correct operations	Minimum requirement	Y	T
	Check fuses	Minimum requirement	Y	T
	Check surge protections	Minimum requirement	Y	T
	Thermographical inspection	Best practice <sup>b</sup>	Y	T
	Sensors functional verification	Minimum requirement	Y	R

EQUIPMENT	TASK	IMPORTANCE	FREQUENCY	EXTENT
Inverters - Central inverters - String inverters	Measurements inspection	Minimum requirement	Y	T
	Check parameters	Minimum requirement	Y	T
	Functional test of ventilation system	Minimum requirement	SA	T
	Check batteries	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Replace batteries		(3yr)	T
	Replace fans		(5yr)	T
	Safety equipment inspection	Minimum requirement	Y	T
	Clean filters	Minimum requirement	SA	T
	Replace filters	Minimum requirement	2yr	T
Transformer ° - Power transformer - AUX transformer	Integrity check & cleaning	According to local conditions	(Y)	T
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Thermographical inspection	Best practice	Y	T
	Functional verification of sensors & relais	Minimum requirement	Y	T
	Check parameters	Minimum requirement	Y	T
	Check oil level (if applicable) and max. temperature	Minimum requirement	Y	T
	Check of cooling system (fans) if applicable	Minimum requirement	Y	T
	Check of MV surge discharger devices (if applicable)	Minimum requirement	Y	T
MV switchgear incl. protection devices °	Integrity check & cleaning	According to local conditions	(Y)	T
	Safety equipment inspection	Minimum requirement	Y	T
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Electrical protections visual inspection	Minimum requirement	Y	T
	Thermographical inspection, if possible	Recommendation	Y	T
	Sensors functional verification	Minimum requirement	Y	T
	Measurements inspection	Minimum requirement	Y	T
	Check correct operation	Minimum requirement	Y	T
	Check fuse status	Minimum requirement	Y	T
	Check cables terminals	Minimum requirement	Y	T
	Battery / UPS check	Minimum requirement	Y	
	Mechanical lubrication	According to manufacturer's recommendations and necessity	(5yr)	T
	Replace certain mechanical parts		(5yr)	T
	Battery / UPS replacement		(3yr)	T

EQUIPMENT	TASK	IMPORTANCE	FREQUENCY	EXTENT
MV switchgear incl. protection devices °	Check protection parameters	According to local grid code	(5yr)	T
	Functional check of protection devices		(5yr)	T
Power analyser °	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Measurements inspection	Minimum requirement	Y	T
	Software maintenance	Recommendation	Y	T
	Monitoring operation test	Minimum requirement	Y	T
	Check parameters	Minimum requirement	Y	T
Energy meter	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Check labelling and identification	Minimum requirement	Y	R
	Check values and parameters	Recommendation	Y	T
	Check of communication devices (modem, converters) if applicable	Recommendation	Y	T
Power control unit °	Check batteries	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Replace batteries		(3yr)	T
	Functional verification		Y	T
	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
UPS °	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Check batteries	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Replace batteries		(3yr)	T
	Functional test of ventilation system (if applicable)	Best practice	Y	T
Emergency generator (if applicable) °	Integrity check & cleaning	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	General maintenance		(Y)	T
	Check correct operation		(Y)	T
	Replacement of filters		(5yr)	T
Lights and electric sockets	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Check correct operation	Minimum requirement	Y	T
	Check conformity to local security standards	Minimum requirement	3yr	T
HVAC (if applicable)	Integrity check & cleaning	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Functional verification		(Y)	T
	Change of air filters		(Y)	T

EQUIPMENT	TASK	IMPORTANCE	FREQUENCY	EXTENT
Water supply system (if applicable)	Integrity inspection	If applicable	Y	T
Fire detection central (if applicable)	Integrity check & cleaning	According to manufacturer's recommendations and local requirements	(Y)	T
	Check correct operation		(Y)	T
	Battery inspection		(Y)	T
	Sensors functional verification		(Y)	T
	Cleaning of cameras & sensors		(Y)	T
Lightning protection (if applicable)	Integrity inspection	Minimum requirement	Y	R
Fences and gates	Integrity inspection	Minimum requirement	Y	T
	Lubrication of locks	Minimum requirement	SA	T
Vegetation	Vegetation clearing	According to local conditions	(Q)	T
Paths	Integrity inspection	Best practice	Y	T
	Vegetation clearing	Recommendation	Y	T
Drainage System	General cleaning	Minimum requirement	SA	T
Manholes	Integrity inspection	Best practice	Y	T
Buildings	Integrity check & cleaning	According to local requirements	(Y)	T
	Lubrication of locks	Minimum requirement	SA	T
	Documents inspection	According to local requirements	(Y)	T
	Check fire extinguishers		(Y)	T
	Check earthing		(3yr)	T
Safety equipment	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Check correct operation	Minimum requirement	Y	T
PV support structure	Integrity inspection	Minimum requirement	Y	R
	Check tightening	Minimum requirement	Y	R
	Check potential equalization	Minimum requirement	2yr	T
Tracker system <sup>c</sup>	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Check correct operation	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Check tightening		(Y)	R
	General maintenance		(Y)	T
	Mechanical lubrication		SA	T

EQUIPMENT	TASK	IMPORTANCE	FREQUENCY	EXTENT
Weather station <sup>d</sup>	Integrity check & cleaning	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Functional test of sensors		(Y)	T
	Check correct operation		(Y)	T
	Check batteries (if applicable)		(Y)	T
	Monitoring operation test		(Y)	T
Irradiation sensors	Integrity check & cleaning	According to manufacturer's recommendations and local requirements	Q	T
	Calibration		2yr	T
	Monitoring operational test		Y	T
Communication Board	Functional communications check	Minimum requirement	D	T
Intrusion detection and verification system <sup>e</sup>	Integrity check & cleaning	Minimum requirement	Y	T
	Functional verification of intrusion detection	According to manufacturer's recommendations	(Y)	T
	Functional verification of alarming		Y	T
	Functional verification of cameras		M	T
	Specific maintenance		Y	T
Stock of spare parts <sup>d</sup>	Inventory of stock	Minimum requirement	Y	T
	Visual inspection of stock conditions	Minimum requirement	Y	T
	Stock replenishment	Minimum requirement	M	T

## ANEXO E – BOAS PRÁTICAS DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- Semanal

Limpeza dos painéis fotovoltaicos: limpeza feita com água sem qualquer produto adicionado a mesma. Durante a limpeza o técnico deverá evitar se apoiar nos painéis. A limpeza deverá ser feita preferencialmente em horários em que os painéis não estejam quentes para evitar choque térmico, de modo a não danificar o vidro de cobertura. Sujeira extensiva pode reduzir a produção do arranjo em 10% a 20% ou mais.

Limpeza do entorno do sistema: quaisquer folhas, lixo ou outros detritos que se acumulem ao redor dos painéis fotovoltaicos devem ser removidos. Estes materiais podem apresentar um risco de incêndio, bem como um problema de drenagem adequada e podem levar a problemas de insetos/ratos, que podem levar à degradação dos sistemas de fiação ou outros componentes.

Controle de sombreamento: quaisquer condições que contribuam para o aumento do sombreamento sobre os painéis fotovoltaicos devem ser avaliadas durante a manutenção de rotina. As árvores e a vegetação apresentam preocupações contínuas de sombreamento e podem exigir podas e manutenção. Arranjos fotovoltaicos montados no solo também podem ser suscetíveis a sombreamento de arbustos ou grama alta perto destes. Onde as observações visuais não podem determinar a extensão dos problemas de sombreamento, uma ferramenta de avaliação de sombreamento solar pode ser usada.

Inspeção de inversor e controlador de carga: deve ser retirada qualquer sujeira e/ou poeira que exista nesses equipamentos utilizando um pano seco. Uma inspeção visual deve ser feita para garantir que todos os indicadores, como as luzes LED, estejam funcionando e que os fios que conduzem a este dispositivo e para ele não estejam soltos. Deve ser observado que o controlador de carga deve indicar que o sistema está carregando quando o sol está levantado.

- Mensal

- Inspeção de todos os terminais quanto a corrosão e afrouxar as conexões dos cabos. Limpar e apertar caso necessário. Após a limpeza, adicionar antioxidante ao fio e aos terminais expostos.
- Verificar se novas cargas foram adicionadas e o sistema está sobrecarregado.
- Inspeção da vedação de pontos de infiltração. A vedação para evitar infiltrações de todos os pontos de fixação e penetrações do edifício deve ser rotineiramente inspecionada em busca de sinais de deterioração ou vazamento de água, e reparos feitos conforme necessário. Todos os implementos estruturais devem ser inspecionados quanto à segurança e sinais de degradação.
- Inspeção do painel em busca de módulos quebrados. Se houver, substitua-o pelo módulo apropriado.

- Anual

- Verificação de toda a fiação do sistema para ver se houve danos.
- Verificação de todos os equipamentos com relação a estanqueidade.
- Inspeção do inversor - remova a poeira ou a sujeira, inspecione a fiação do sistema quanto a conexões ruins. Procure por sinais de aquecimento excessivo, inspecione o controlador para uma operação adequada.
- Verificação da saída do painel: fazer a medição da tensão de circuito aberto (Voc) e da corrente de curto-circuito (Isc). Durante a medição da tensão Voc, deve-se, simultaneamente, fazer a medição da temperatura do painel com um termômetro infravermelho, para fazer a devida correção do valor medido de tensão, dado que esta depende fortemente da temperatura do painel. Simultaneamente a medição da corrente Isc deve-se medir a irradiância, com um solarímetro portátil, para fazer a devida correção no valor da corrente medida. O ideal para medir
-

- a  $V_{oc}$  e a  $I_{sc}$  é o traçador de curva I-V portátil, pois apresenta precisão muito mais elevada que as obtidas nos procedimentos mencionados.
- Inspeção e manutenção de aterramento e proteção contra raios, adotando as medidas seguintes: 1) Usar um ohmímetro para verificar a continuidade de todo o sistema de aterramento; 2) Certificar-se de que todas as estruturas do módulo, eletroduto e conectores de metal, caixas de junção e chassis de componentes elétricos estejam aterrados, e; 3) usar um terrômetro para avaliar as condições do aterramento.
- Inspeção e manutenção da fiação do sistema: 1) Verificando visualmente todos os conduítes e cabos de isolamento quanto a danos; 2) Verificando se há conexões de fiação soltas, quebradas, corroídas ou queimadas; 3) Verificando se todos os equipamentos estão conectados com fio e conduíte corretos. 4) Certificando de que toda a fiação esteja presa, puxando com cuidado, mas com firmeza, todas as conexões.
- Verificação de todos os terminais e fios quanto a conexões ou componentes soltos, quebrados, corroídos ou queimados.
- Inspeção termográfica: A análise termográfica é feita com câmara termográfica infravermelha. Os pontos quentes (hot spots), eventualmente encontrados nos painéis fotovoltaicos deverão ser sanados. A busca de pontos quentes também se estende para os condutores, conexões, proteções etc.

## ANEXO F – INDICADORES/VALORES PROPOSTOS NECESSÁRIOS PARA O RELATÓRIO


Tipo de dado	Indicador proposto	Tipo de requisito
Medições de dados brutos	Irradiação	Requisito mínimo
	Energia ativa produzida	Requisito mínimo
	Energia ativa consumida	Melhor prática
KPIs da usina fotovoltaica	Rendimento de referência	Recomendado
	Rendimento específico	Recomendado
	Taxa de desempenho	Requisito mínimo
	Taxa de desempenho corrigida pela temperatura	Melhor prática
	Índice de desempenho energético	Melhor prática
	Tempo de atividade	Melhor prática
	Disponibilidade	Requisito mínimo
	Disponibilidade baseada na energia	Recomendado
	Tempo de confirmação	Requisito mínimo
KPIs do provedor de serviços de O&M	Tempo de intervenção	Requisito mínimo
	Tempo de resposta	Requisito mínimo
	Tempo de resolução	Requisito mínimo
	Tempo médio entre falhas (MTBF)	Recomendado
KPIs de equipamentos	Perdas de energia específica do inversor	Recomendado
	Eficiência específica do inversor	Recomendado
	Perdas de sujidade do módulo FV	Recomendado
	Os KPIs ambientais e de biodiversidade podem variar dependendo da geografia, do microclima e das condições de cada <i>site</i>	Melhor prática
Relatórios de incidentes	Principais incidentes e impacto na produção	Requisito mínimo
	Problemas de garantia	Melhor prática
	Problemas de HSE	Melhor prática
	Níveis e status de estoque de peças de reposição	Melhor prática
	Problemas de segurança física e cibernética	Requisito mínimo
	Tarefas de manutenção preventiva executadas	Melhor prática



## ANEXO G – MATRIZ DE HABILIDADES PROPOSTA PARA O PROFISSIONAL DE O&M

[illegible]

## APÊNDICE A – ROTEIRO DAS ENTREVISTAS

<p align="center"><b>Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica</b>  <b>Boas práticas de O&amp;M em usinas fotovoltaicas para uma maior eficiência e confiabilidade</b>          Alunas: Carolina Vasconcelos da Silva Moraes, Isabel Cristina da Costa Pontes; Orientador: Prof. Rodrigo Flora Calili</p>		
<b><u>Roteiro para as entrevistas com as empresas/profissionais do setor</u></b>		
<b>1 - Sobre a empresa entrevistada</b>		
a) Desde quando a empresa vem atuando no setor de energia solar aqui no Brasil? b) Quantos projetos de usinas fotovoltaicas a empresa já implementou no total (em MWp)? c) Dos projetos implantados, qual o percentual de usinas fotovoltaicas de minigeração distribuída conectadas à rede ( <i>on-grid</i> )?		
<b>2 - Sobre projeto, engenharia e construção de usinas</b>		
a) Quais seriam os requisitos e as ferramentas para se ter um bom desenho no projeto de uma usina solar fotovoltaica e seus impactos nos processos de O&M? b) Quais são as boas práticas na construção e engenharia da usina que possam impactar positivamente a equipe de O&M? (por exemplo: questões sociais, ambientais, de logística, quanto ao comissionamento...) c) Quais são os parâmetros utilizados para a definição das tecnologias adotadas na construção da usina (módulos fotovoltaicos, inversores, ...)? Existe alguma área ou setor da empresa responsável pela comparação entre as tecnologias existentes?		
<b>3 - Sobre planejamento da manutenção</b>		
a) Qual a diretriz adotada pela empresa quanto às práticas de manutenção preventiva e corretiva? b) Quais são as boas práticas de manutenção preventiva adotadas pela empresa? c) Como a empresa lida com a segurança das equipes que atuam no campo? São feitos treinamentos, workshops, a fim de conscientizar a todos de que a segurança é primordial?		
<b>4 - Sobre operação, supervisão e monitoramento</b>		
a) Quais são as boas práticas de operação adotadas pela empresa? b) Quais ferramentas de supervisão e monitoramento são utilizadas pela empresa?		
<b>5 - Sobre indicadores de desempenho</b>		
a) Quais KPIs são constantemente utilizados como suporte da equipe de O&M? b) De que maneira eles estão categorizados?		
<b>6 - Sobre conhecimento dos profissionais</b>		
a) A empresa em que atua, investe em cursos e em outras formas de capacitação de seus profissionais? b) Qual é o perfil mais adequado para o profissional que trabalha no setor de energia solar fotovoltaica: uma boa formação técnico-acadêmica, uma boa experiência profissional ou ambos contam para o modelo deste perfil?		
<b>7 - Sobre inovação em manutenção</b>		
a) Quais são as tecnologias utilizadas pela empresa para aumentar a performance da equipe de O&M? b) A empresa possui algum setor de P&D ou inovação?		

## APÊNDICE B – PRINCIPAIS ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

### 1. Inspeção termográfica dos módulos FV

As células fotovoltaicas precisam trabalhar juntas para ter o máximo de eficiência na saída da energia. Quando ocorre algum tipo de avaria nas células, seja por defeitos de fabricação ou incidentes externos a saída de energia cai e consequentemente sua eficiência também. Devido a quantidade de células FV numa usina fotovoltaica, se torna inviável uma análise feita a “olho nu”, para identificação dos problemas. Logo, considerando-se milhares de conjuntos de painéis fotovoltaicos (*strings*), recorre-se à termografia infravermelha (Denio, 2011).

Segundo a **NBR 15424** (ABNT, 2016), 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 distribuição térmica, com uso de câmeras termográficas (termo visor) capazes de gerar imagens térmicas, chamadas termogramas, com base na radiação infravermelha dos objetos (Crispim, 2021).

Uma inspeção termográfica se torna necessária na solução de eventuais problemas em módulos, séries fotovoltaicas ou arranjos fotovoltaicos (ABNT NBR 16.274, 2014). Nas plantas fotovoltaicas, essa técnica é adotada para avaliar o comportamento térmico das *strings*, 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).

Devido a quantidade de conjuntos de painéis fotovoltaicos, faz-se necessário o uso de drones para sobrevoar pelos painéis. Desta forma, o termógrafo consegue coletar dados sobre extensas plantas solares de forma eficiente num curto espaço de tempo. Reduzindo assim, o tempo necessário para identificação das avarias (Denio, 2011).

O superaquecimento pode afetar os seguintes componentes: transformadores, cabines, inversores, *stringbox* e *strings*. A inspeção termográfica atuará inspecionando componentes como cabos, contatos, fusíveis, interruptores, inversores etc. (Crispim, 2021).

Como exemplo, abaixo segue uma imagem retirada do Papa, ilustrando uma imagem da câmera termográfica infravermelha detectando pontos quentes.

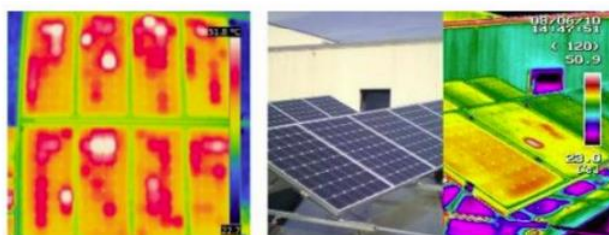


Figura 1: Detecção de pontos quentes através da inspeção termográfica (Papa 2017 apud Conrado, 2021).

### 2. Medição da curva I-V

A curva  $I \times V$ , ou curva característica do módulo FV, possui três pontos notáveis: corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), ponto de máxima potência (MPP) e tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Para se levantar a curva característica são utilizadas cargas variáveis resistivas ou capacitivas de modo a se varrer todos os pontos da curva. Para realizá-la é necessário que o dispositivo FV a ser analisado esteja desconectado do sistema (Souza, 2021).

Abaixo, segue a descrição dos parâmetros elétricos (Pinho e Galdino, 2014):

- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): É a máxima corrente que se pode obter, sendo medida na célula FV quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo.
- Ponto de máxima potência (MPP): É a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto.
- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ): É a tensão entre os terminais de uma célula quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula FV pode produzir. Pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo.
- Eficiência ( $\eta$ ): É o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. É a relação entre a potência elétrica produzida pela célula FV e a potência da energia solar incidente.

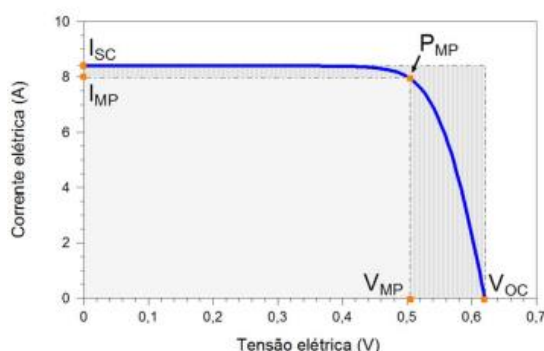


Figura 2: Curva I-V característica de uma célula fotovoltaica.

Para analisar o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico, após as medições  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  descritos acima, compara-se com os valores nominais presente no datasheet do fabricante do módulo. Se, o valor medido estiver abaixo do nominal, provavelmente o módulo está com alguma avaria, sendo necessário uma análise mais detalhada para identificar a falha (Conrado, 2021).

Durante a operação do sistema fotovoltaico, também são medidas a corrente e tensão de operação do módulo FV, para verificar se estão trabalhando próximo ao ponto de máxima (IMP e VMP), o que será uma medida de eficácia do MPPT do inversor (Conrado, 2021).

A partir da curva I-V determina-se a curva da potência em função da tensão, denominada curva P-V, demonstrada na figura abaixo na cor vermelha. Onde se destaca o ponto de máxima potência (PMP).

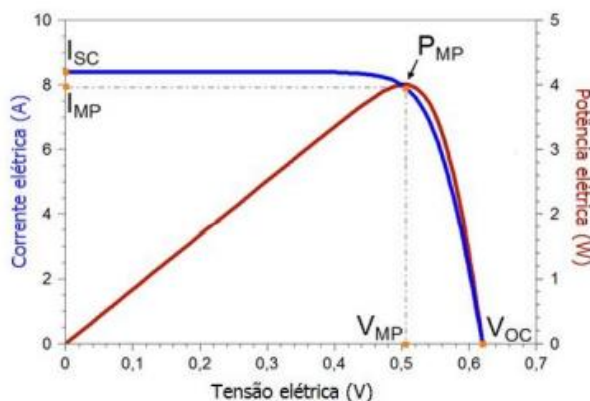


Figura 3: Curva P-V característica de uma célula fotovoltaica.

A forma da curva IV fornece informações valiosas para identificar falhas e fornece um cálculo quantitativo de perdas de energia (Ara et al., 2021).

O traçador de curvas, ferramenta disponível no mercado, é capaz de medir o painel fotovoltaico como um todo assim como as strings separadamente. Caso seja detectado problema na característica I-V de uma das *strings*, deve-se então, levantar a curva dos módulos desta *string* individualmente, no intuito de detectar o(s) módulo(s) defeituoso(s) (Souza, 2021).

Desta forma, ele fornece informações detalhadas sobre a situação dos módulos e das strings, possibilitando a avaliação das condições de instalação (circulação de ar, sujeira, sombreamento, descasamento) e operação do módulo (aquecimento, degradação) e é um aliado bastante útil na realização de manutenção preventiva e corretiva das usinas fotovoltaicas (Conrado, 2021).

Abaixo, tem-se uma figura que apresenta as possíveis alterações na curva I-V:

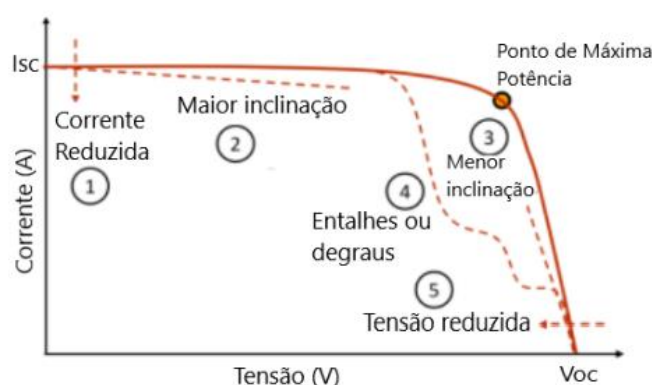


Figura 4: Alterações na curva I-V (Conrado, 2021).

### 3. Inspeção física dos módulos fotovoltaicos

A equipe de manutenção da usina fotovoltaica, realiza a inspeção física no local do arranjo fotovoltaico por meio do monitoramento manual dos parâmetros analisados, ou com o uso de instrumentos de medição. Sendo este processo de inspeção bastante difícil de executar e monitorar, devido a precisão e complexidade dela, em decorrência do tamanho do sistema a ser inspecionado. Através da inspeção física é possível verificar possíveis avarias nos módulos fotovoltaicos, acúmulo de poeira e parâmetros meteorológicos. Também é possível vistoriar as estruturas de montagem (como cabos desconectados, caixas de junção) e demais elementos da instalação, como os rastreadores (*trackers*).

Após a inspeção, as avarias encontradas devem ser documentadas, permitindo a análise e elaboração de possíveis estratégias de O&M. 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. Normalmente, mais de um método pode ser aplicado com sucesso para detectar falhas (Crispim, 2021).

### 4. Limpeza dos módulos fotovoltaicos

A limpeza dos painéis fotovoltaicos é fundamental para elevar a potência de saída do sistema. Quando ocorre o acúmulo de poeira ou outras partículas (excremento de pássaros), ocorre o bloqueio da irradiação solar na região afetada, ocasionando queda de tensão e outros distúrbios, uma vez que, os painéis estão sujos. (Osmani et al., 2020)

Caso os módulos estejam instalados em ambientes muito empoeirados, recomenda-se limpá-los com mais frequência, uma vez que, períodos longos sem limpeza podem prejudicar o desempenho do sistema.



Perdas de até 10% no desempenho já foram verificadas em módulos instalados no Brasil, de acordo com o livro base estudado (Pinho e Galdino, 2014).

Os métodos de limpeza do módulo variam de manual, robótico a mecânico. A frequência da limpeza dependerá do local de instalação, e pode ser que partes de um local precisem de limpeza com mais frequência do que outras partes do mesmo local (Ara et al., 2021).

Ao escolher a empresa que fará a limpeza dos módulos, alguns pontos precisam ser levados em consideração. Tais como:

- Se o método de limpeza está de acordo com a garantia do fabricante do módulo e com as especificações da IEC 61215;
- Os módulos devem ser limpos com água ultrapura de alta qualidade, não podendo ser água de torneira ou do poço. Os detergentes devem ser biodegradáveis e estar em conformidade com as regulamentações ambientais locais.

O serviço de limpeza dos painéis pode ser considerado manutenção preventiva ou serviço adicional. Isso depende do tipo de acordo entre o Proprietário do Ativo e o provedor de serviços de O&M (Ara et al., 2021).

De acordo com o fluxograma abaixo, a limpeza dos painéis pode ser classificada como: limpeza natural e método artificial.

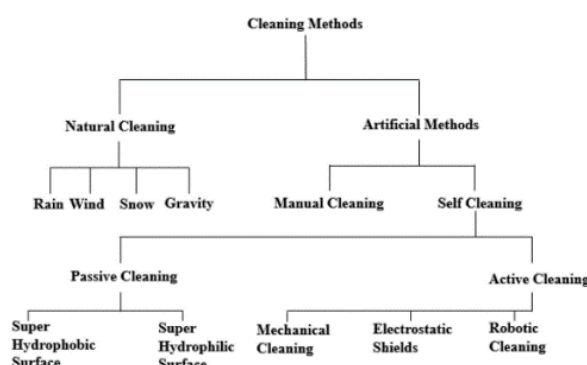


Figura 5: Diferentes estratégias de limpeza (Osmani et al., 2020).



Figura 6: Processo de limpeza dos painéis fotovoltaico (Osmani et al., 2020).

A figura 6 mostra a limpeza manual realizada por um colaborador usando mangueiras d'água para lavar os módulos. Observa-se que o colaborador está posicionado numa plataforma injetando a água que sai da mangueira. Este tipo de serviço demanda um grande esforço humano e muitas horas de trabalho.

A figura 7 mostra um protótipo simulado para um robô de limpeza a seco, indicando todas as peças mecânicas, instalação sobre os painéis FV montados em rack e seus circuitos de acionamento de motores

rotativos. A escova de espuma de borracha de silicone utilizada no protótipo, demonstrou alta resistência a acúmulos de poeira/detrítos, absorção de água e alta eficiência de limpeza.

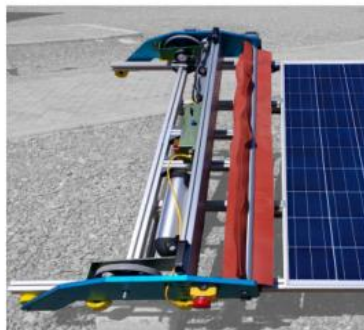


Figura 7: Robô de limpeza a seco (Osmani et al., 2020).

A limpeza a seco é considerada uma tecnologia avançada sobre a limpeza dos painéis. No entanto, ela possui algumas desvantagens como: a necessidade de maquinário extra (robôs, eletrônicos), vigilância contínua, manutenção e monitoramento do desempenho das máquinas. Isso adiciona custos extras para o desempenho de manutenção do sistema fotovoltaico, sendo considerado como desvantagem econômica.

A periodicidade da limpeza dos painéis varia conforme a instalação da usina fotovoltaica. Ela depende da precipitação local e das características da poeira. Para estabelecer uma periodicidade, analisa-se a intensidade de sujeira incidente nos geradores fotovoltaicos, efetuando sua limpeza quando uma camada de poeira for visível na superfície ou quando for detectado queda de geração de energia (Crispim, 2021).

## 5. Inspeção do inversor

A maioria dos inversores vem com garantia contra defeito de fabricação por 5 anos, que pode ser estendida, o que é recomendável, tendo em vista que o tempo de vida dos módulos é, em média, 25 anos. As falhas mais frequentes no sistema fotovoltaico ocorrem no inversor, geralmente causado por mal dimensionamento, por defeitos ou por consequência de descargas atmosféricas (Pinho e Galdino, 2014).

Cada fabricante de inversor terá requisitos específicos para inspeção, teste, serviços e documentação para cumprir suas obrigações de garantia. Os requisitos típicos para inspeções de inversores incluem (Haney et al., 2013 apud Conrado, 2021):

- Registrar e validar todas as tensões e valores de produção do display do inversor (IHM) e validar o funcionamento dos LEDs que indicam operação ou falha;
- Registrar o último erro do sistema;
- Limpar os filtros;
- Limpar o interior da cabine;
- Verificar se as ventoinhas (*cooler*) estão operando adequadamente;
- Verificar os fusíveis;
- Verificar o torque nas terminações;
- Verificar a vedação das juntas;
- Confirmar se as etiquetas de aviso estão no lugar correto;



- Procurar descoloração devido ao acúmulo excessivo de calor;
- Verificar a integridade dos para-raios;
- Verificar a continuidade do aterramento do sistema e do equipamento;
- Verificar a ligação mecânica do inversor à parede ou à terra;
- Verificar a operação de desconexão interna;
- Verificar se o software atual está instalado;
- As distâncias relativas entre o inversor e a parede, assim como entre o inversor e os outros quadros (*stringbox* e quadro CA) devem ser adequadas, para garantir que a ventilação seja suficiente para a realização da troca de calor;
- Verificar se o ruído do inversor está mais alto que o normal, o que pode indicar alguma avaria no equipamento;
- Entrar em contato com o instalador e/ou fabricante sobre quaisquer problemas encontrados;
- Documentar as conclusões de todo o trabalho realizado.

## 6. Inspeção do rastreador (*Tracker*)

Os fabricantes de rastreadores terão requisitos específicos para inspeções, testes, serviços e documentação para cumprir suas obrigações de garantia. Os requisitos típicos de manutenção ou inicialização para sistemas rastreadores incluem:

- Lubrificar o rastreador inserindo graxa com pistola de graxa apropriada de acordo com a recomendação de manutenção do fabricante;
- Verificar as tensões dentro da caixa do controlador;
- Usar um nível digital para verificar a calibração e posicionamento dos inclinômetros;
- Verificar a matriz quanto a sinais de peças batendo ou esfregando outras peças;
- Remover a vegetação próxima ao eixo de acionamento ou componentes móveis;
- Verificar o funcionamento do *Wind-Stow*.

## APÊNDICE C – SERVIÇOS ADICIONAIS DE O&M E GESTÃO DA VEGETAÇÃO

O controle de O&M pode prever outros serviços além daqueles relativos à manutenção elétrica e mecânica da planta fotovoltaica, já citados nas sessões anteriores.

Segundo Ara *et al.*, 2021, segue alguns exemplos de serviços adicionais de manutenção:

	Serviços Adicionais
Manutenção	Limpeza dos módulos
	Gestão da vegetação
	Remoção de neve, areia ou poeira
Manutenção geral do local	Controle de pragas
	Depósito de lixo
	Gestão de estradas
	Reparação de cercas de perímetro
	Manutenção dos prédios
Medição no local	Manutenção de equipamentos de segurança
	Leituras semanais/mensais do medidor
	Entrada de dados em registros fiscais ou em portais da web de autoridades para avaliação de tarifa FIT ou outro esquema de apoio (quando aplicável)
	Medições de <i>string</i> - na medida em que exceder o nível acordado de inspeções térmicas de manutenção preventiva
	Rastreamento de curva I-V, imagem de eletroluminescência - na medida em que excede o nível acordado de Manutenção Preventiva

O gerenciamento da vegetação pode representar uma parcela significativa dos custos operacionais de um sistema solar fotovoltaico. Segue alguns itens importantes a serem considerados no manejo da vegetação:

- **Redução de danos:** O corte da vegetação pode reduzir os danos mecânicos causados pela vegetação. Também evita o sombreamento direto, que pode causar formação de pontos quentes nos módulos, potencialmente levando a danos no módulo a longo prazo.
- **Melhoria do desempenho:** A vegetação pode causar sombreamento do módulo, o que leva à degradação do desempenho do módulo. Esse efeito é desproporcional à quantidade de sombreamento, portanto, uma pequena quantidade de sombreamento pode causar uma quantidade significativa de perda de energia.
- **Controle de Erosão:** A vegetação é fundamental para a estabilização do solo e para evitar danos causados pela erosão nos locais. A erosão descontrolada pode causar danos estruturais significativos em um projeto ao longo do tempo.

Algumas opções para o controle da vegetação estão listadas abaixo, com as descrições descritas no quadro a seguir.

- Remoção Mecânica Manual: Cortadores e aparadores operados por humanos ao longo do ano;
- Remoção Automatizada/Robótica: Uso de robôs autônomos que podem cortar padrões definidos em uma matriz evitando os obstáculos;
- Pastoreio: Uso de pastores (ovelhas) controlados por um pastor no local para controle da vegetação;
- Químico: Uso de herbicidas para controle de vegetação em grandes áreas;
- Controle passivo da vegetação através do projeto do sistema: Projetar sistemas com alta distância do solo e semeadura com vegetação natural de baixo crescimento.

Opção	Vantagens	Desvantagens
<b>Remoção Mecânica Manual</b>	Adaptável a diferentes tamanhos de vegetação	Custos
	Acesso flexível a diferentes áreas do site (planta)	Potencial dano ao módulo
		A qualidade depende dos contratados
		Variação de segurança no local devido a diferença na qualidade do contratado
<b>Remoção Automatizada/Robótica</b>	Custos	Dificuldade de adaptação às diferentes condições do local
	Capacidade de maior cadência de corte	
	Capacidade de integração em modelos preditivos de crescimento de vegetação	Dificuldade em remover alguns tipos de vegetação
<b>Pastoreiro</b>	Custos (depende da disponibilidade do pastor)	As ovelhas não comerão tudo
	Controle da erosão através da fertilização do solo	Qualidade depende de parceiros agrícolas
	Sequestro de carbono do solo	Os custos podem ser altos se a oferta de pastores for baixa
<b>Químico</b>	Custos	Pode causar erosão significativa
	Velocidade	As preocupações com escoamento podem causar dano ambiental
	Cobertura (é fácil obter uma cobertura ampla e consistente)	Permissão necessária e não legalmente permitido em alguns locais
<b>Controle passivo da vegetação através do projeto do sistema</b>	Baixos custos operacionais	Maiores custos de capital do projeto
	Potencial para maior envolvimento da comunidade	Aumento dos custos de projeto do sistema para especificar a vegetação local apropriada
	Potencial para projeto adicional fluxos de receita	

**APÊNDICE D – DADOS MEDIDOS PELO SISTEMA DE MONITORAMENTO****1. Sensores de irradiância**

A irradiância solar no plano do painel fotovoltaico é medida por pelo menos um dispositivo de medição de qualidade de irradiância Classe A e ISSO 9060:2018. Quanto maior a qualidade do piranômetro, menor a sua incerteza. A melhor prática é aplicar pelo menos dois piranômetros no plano do painel (Ara *et al.*, 2021).

Existem dois sensores de irradiação: o sensor de termo pilha (piranômetro) e o sensor de células solares. Sendo que, nas células solares, apenas os sensores de silício cristalino fornecem a estabilidade necessária (Woyte *et al.*, 2013).

O tempo de resposta do piranômetro está na faixa de 5 a 30 segundos. Logo, comparado aos módulos fotovoltaicos eles reagem as mudanças nas condições de irradiância mais lentamente. Mas em monitoramento de usinas FV em escala de utilidade, este efeito é insignificante. A calibração ocorre em condições internas e externas de acordo com a ISO 9846, ISO 9847 ou equivalente, estando as incertezas na faixa de 1 a 2%.

Os piranômetros são usados em medições meteorológicas e quase todos os bancos de dados de irradiação existentes são validados nessas medições. Em alguns casos, os dados de irradiância satelital são comparados com os dados terrestres.

A recomendação é instalar o sensor em um local onde não haja sombreamento próximo que possa afetar a medição, mesmo que, em algumas partes, a planta seja afetada por sombreamento. A orientação do sensor de irradiação deverá ser a mesma do módulo fotovoltaico, qualquer diferença na orientação, pode derivar em um deslocamento de tempo virtual entre as medições de produção e de irradiação. Eles devem ser inspecionados e limpos com uma frequência de 1 a 2 semanas, a depender da localidade e estação do ano. Os piranômetros devem ser recalibrados quando houver necessidade de corrigir qualquer tendência na medição. Se forem instalados dois piranômetros, será considerado uma recalibração a cada dois anos, a nível de comparação. Caso seja instalado apenas um sensor, uma recalibração anual deverá ser considerada (Woyte *et al.*, 2013).

**2. Medições de irradiância por Satélite**

Os dados de irradiância por satélite podem ser usados para fazer comparações com dados de sensores terrestres. Esse dado é muito útil quando ocorre perda de dados dos sensores terrestres ou quando existe uma baixa confiança nos dados medidos.

**3. Medições de temperatura do Módulo FV**

O sensor de temperatura deve ser conectado no meio da parte traseira do módulo, longe da caixa de junção com cola termicamente condutora e estável e a instalação deve estar de acordo com as orientações do fabricante (Woyte *et al.*, 2013).

A variação da temperatura do módulo ocorre devido exposição diferente ao vento, em grandes plantas uma boa prática é instalar muitos sensores, já que, a temperatura deve ser medida em diferentes posições.

**4. Medidas de String**

O monitoramento do nível de *string* permite procedimentos de resolução de problemas mais precisos do que no nível do inversor. Para detectar os problemas rapidamente, uma boa prática, segundo Ara *et al.*, 2021, é a instalação de equipamentos para o monitoramento das *strings*. Medindo constantemente a corrente de cada *string* e registrando as medições em intervalos de 15 minutos.

## 5. Medições de Inversor

Os dados medidos do inversor e enviados para o sistema de monitoramento devem estar em valores cumulativos para permitir o monitoramento da geração elétrica de forma geral, mesmo em caso de interrupções do sistema de monitoramento (Ara *et al.*, 2021).

As medidas que devem ser monitoradas são: energia acumulada gerada (kWh), potência ativa instantânea injetada (kW), potência reativa instantânea injetada (kVAr), potência aparente instantânea injetada (kVA), tensão AC por cada fase (V), corrente AC por cada fase (A), fator de potência (FP), frequência de cada fase (Hz), potência CC instantânea para cada MPPT (kW), corrente CC instantânea para cada MPPT (A), tensão CC instantânea para cada MPPT (V), potência CC instantânea total para todos os MPPTs (kW), corrente CC instantânea total para todos os MPPTs (A), tensão CC instantânea média para todos os MPPTs (V), temperatura interna (°C), temperatura dos componentes de conversão (°C), sinais de falha do inversor.

## 6. Monitoramento de energia

Os medidores de energia ou medidores de potência *true-rms* são usados para medições de rendimento energético. Geralmente, as medições feitas diretamente do inversor, não são precisas o suficiente. Apesar disso, são úteis para identificar mudanças bruscas na geração.

Para um monitoramento mais avançado, recomenda-se a leitura da potência/corrente na caixa de junção (*Stringbox*) ou a corrente nas *strings*. O custo adicional para o monitoramento mais avançado depende do *layout* e da capacidade da usina. Existe um benefício econômico quando existe mais energia produzida por usina instalada, resultando em um preço mais alto por kWh. Caso a planta FV produza menos do que o estimado, este monitoramento reduz significativamente o tempo e o custo para detectar a falha (Woyte, 2014).

Algumas recomendações para o sistema de monitoramento são:

- A disponibilidade dos dados de monitoramento deve ser de 99% ou mais. Os períodos em que ocorrem indisponibilidade dos dados de irradiação ou produção, não devem ser incluídos na análise da planta. Caso haja uma disponibilidade inferior a 95%, os dados de monitoramento apresentarão uma baixa qualidade.
- Os dados devem ser amostrados a cada segundo ou mais rápido. Os valores médios devem ser armazenados de 5 a 15 minutos, uma vez que, médias maiores resultam em dados não confiáveis e médias mais curtas, sobrecarregam o banco de dados, devido ao alto nível de dados.

## 7. Configurações de controle

Monitorar todas as configurações de controle da planta no nível de injeção do inversor e da rede. Essas configurações precisam ser monitoradas por motivos de relatórios contratuais e avaliação de desempenho (Ara *et al.*, 2021).

## 8. Alarmes

O requisito mínimo para um monitoramento adequado é o gerenciamento dos seguintes alarmes: perda de comunicação, indisponibilidade da planta/inversor, baixo desempenho da planta e/ou inversor, strings sem corrente, detecção de alarme de incêndio etc. (Ara *et al.*, 2021).

## 9. Circuito CA / Relé de Proteção

Monitorar o status do comutador de MT e registrar os alarmes gerados pela unidade de controle do relé de proteção via barramento de comunicação (Ara *et al.*, 2021).

## APÊNDICE E – TABELAS COM OS KPIS (KEY PERFORMANCE INDICATORS)

- **KPIs de Operação**
  - **Técnicos**

Fator	KPI	Variáveis relacionadas
Taxa de desempenho	$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$	Yf = rendimento final (h) Yr = rendimento de referência (h)
Taxa de desempenho corrigida por temperatura	$PR_{TO(i)} = \frac{Y_i \times 100}{Y_{r(i)} * \left[ 1 - \frac{\beta}{100} \times (T_{MOD(i)} - 25^\circ C) \right]}$	Y <sub>i</sub> = rendimento específico da planta para o período i Y <sub>r(i)</sub> = rendimento de referência da planta para o período i β = coeficiente de temperatura dos módulos instalados (%/°C) T <sub>MOD(i)</sub> = temperatura média do módulo para o período i, ponderada de acordo com Y <sub>i</sub> (°C)
Rendimento final	$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0}$	E <sub>out</sub> = energia de saída CA real (kWh) P <sub>0</sub> = potência nominal (kW)
Rendimento de referência	$Y_r = \frac{H_t}{1}$	Ht = radiação solar total que atinge a superfície dos painéis FV (kWh/m²) 1 = irradiância de referência na STC (kW/m²)
Rendimento do arranjo	$Y_a = \frac{E_A}{P_0}$	E <sub>A</sub> = energia de saída CC real (kWh) P <sub>0</sub> = potência nominal (kW)
Rendimento específico	$Y_i = \frac{E_i}{P_0}$	E <sub>i</sub> = energia medida para o período i (kWh) P <sub>0</sub> = potência pico nominal (kWp)
Rendimento esperado	$Y_{exp} = PR_{exp} * Y_r$	PR <sub>exp</sub> = índice de desempenho médio esperado da usina no período i, baseado em simulação com dada temperatura e irradiação reais e características da usina Y <sub>r</sub> = rendimento de referência
Índice de desempenho energético	$EPI = \frac{Y_i}{Y_{exp}}$	Y <sub>i</sub> = rendimento específico Y <sub>exp</sub> = rendimento esperado
Perdas de captura do arranjo	$L_c = Y_r - Y_a$	Yr = rendimento de referência (h) Ya = rendimento do arranjo (h)
Perdas do sistema	$L_s = Y_a - Y_f$	Ya = rendimento do arranjo (h) Yf = rendimento final (h)
Eficiência do sistema	$\eta_{PV} = \frac{E_{out}}{A * H_t}$	E <sub>out</sub> = energia de saída CA real (kWh) A = área do arranjo ativa (m²) Ht = radiação solar total que atinge a superfície dos painéis FV (kWh/m²)
Eficiência do arranjo	$\eta_A = \frac{E_A}{A * H_t}$	E <sub>A</sub> = energia de saída CC real (kWh) A = área do arranjo ativa (m²) Ht = radiação solar total que atinge a superfície dos painéis FV (kWh/m²)
Eficiência do inversor	$\eta_{inv} = \frac{E_{out}}{E_A}$	E <sub>out</sub> = energia de saída CA real (kWh) E <sub>A</sub> = energia de saída CC real (kWh)
Índice de performance	$PI = \frac{E_{out}}{H * \eta_{PV} * \eta_{inv}}$	E <sub>out</sub> = energia de saída CA real (kWh) H = radiação global incidente no painel FV (kWh) η <sub>PV</sub> = eficiência do sistema (%) η <sub>inv</sub> = eficiência do inversor (%)
Fator de Capacidade	$CF = \frac{E_t}{P_0 * I}$	E <sub>t</sub> = energia CA produzida no período t (kWh) P <sub>0</sub> = potência nominal (kW) I = intervalo de tempo (h)
Disponibilidade baseada no tempo	$A_T = \frac{T_0}{T_T}$	T <sub>0</sub> = tempo de operação do sistema (h) T <sub>T</sub> = tempo total (h)
Disponibilidade baseada em energia	$A_e = \frac{E_i}{E_i + E_{loss i}} \times 100$	E <sub>loss i</sub> = energia perdida no período i (kWh) E <sub>i</sub> = energia produzida no período i (kWh)
Rendimento energético anual da área	$Y_{area} = Y_f * \frac{E_{out}}{A_{plant}}$	Yf = rendimento final (h) E <sub>out</sub> = energia de saída CC real (kWh) A <sub>plant</sub> = área ocupada da planta (m²)



○ **Econômicos**

Fator	KPI	Variáveis relacionadas
Custo nivelado de eletricidade	$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \left( \frac{A_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left( \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t} \right)}$	<p><math>I_0</math> = investimento inicial (\$)</p> <p><math>A_t</math> = custos anuais considerando O&amp;M e seguro (\$)</p> <p><math>i</math> = taxa de desconto</p> <p><math>M_{t,el}</math> = eletricidade anual fornecida pelo sistema</p>
Despesas operacionais	$OPEX = \frac{\sum_{n=1}^{12} OPEX}{P_0}$	<p>OPEX = despesas operacionais (\$)</p> <p><math>P_0</math> = potência nominal (kW)</p>
Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização	$EBITDA = \frac{\sum_{n=1}^{12} EBITDA}{P_0}$	<p>EBITDA = lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização (\$)</p> <p><math>P_0</math> = potência nominal (kW)</p>
Índice de cobertura de vida de empréstimo	$LCCR = \frac{NPV}{Debt Amount}$	<p>NPV = valor presente líquido (\$)</p> <p>debt amount = valor da dívida (\$)</p>
Imposto de seguro anual	$AIT = \frac{C_{ins}}{TOC}$	<p><math>C_{ins}</math> = custo do seguro (\$)</p> <p>TOC = custo de operação total (\$)</p>

## • KPIs de Manutenção

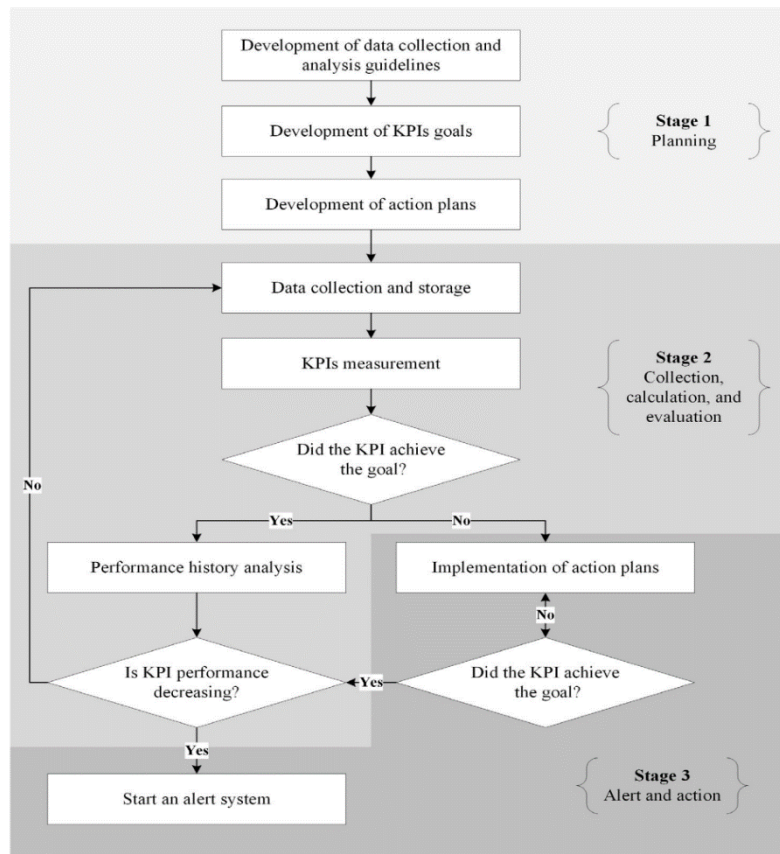
### ○ Técnicos

Fator	KPI	Variáveis relacionadas
Tempo médio entre falhas	$MTBF = \frac{T_0}{F}$	$T_0$ = tempo de operação do sistema (h) $F$ = número de falhas
Tempo médio para reparo	$MTTR = \frac{T_R}{F}$	$T_R$ = tempo total de reparo (h) $F$ = número de falhas
Tempo médio para falha	$MTTF = \frac{T_0}{F_{NR}}$	$T_0$ = tempo de operação do sistema (h) $F_{NR}$ = número de falhas não reparáveis
Disponibilidade	$AV_T = \frac{T_0 - T_R}{T_0}$	$T_0$ = tempo de operação do sistema (h) $T_R$ = tempo total de reparo (h)
Disponibilidade contratual	$A_c = \frac{T_{useful} - T_{down} + T_{excluded}}{T_{useful}} \times 100$	$T_{useful}$ = tempo com irradiação no plano acima do MIT (h) $T_{down}$ = tempo quando o sistema está inativo (sem produção) (h) $T_{excluded}$ = parte do Tdown a ser excluída devido à presença de um fator de exclusão
Disponibilidade contratual do tracker	$A_c = \frac{T_{t\ useful} - T_{t\ down} + T_{t\ excluded}}{T_{t\ useful}} \times 100$	$T_{t\ useful}$ = tempo em que o tracker está funcionando (h) $T_{t\ down}$ = tempo em que o tracker está inativo (h) $T_{t\ excluded}$ = parte de Tt deve ser excluída devido à presença de um fator de exclusão
Degradação do sistema	$D_s = \frac{P_{CY}}{P_{PY}}$	$P_{CY}$ = potência do ano atual (kW) $P_{PY}$ = potência do ano anterior (kW)
Tempo de resposta	$RT = \frac{T_D}{T_I}$	$T_D$ = tempo de detecção da falha (h) $T_I$ = tempo de intervenção da falha (h)
Tempo de reconhecimento	$AT$	$AT$ = tempo entre a detecção do problema e o reconhecimento da falha
Tempo de intervenção	$IT$	$IT$ = tempo entre o reconhecimento de uma falha e a chegada de um serviço técnico
Reporting	$REP$	$REP$ = número de relatórios entregues conforme cronograma
Experiência	$EXP$	$EXP$ = tempo de experiência do provedor de serviços de O&M (em anos, meses...)
Manutenção corretiva	$CM = \frac{I_{CM}}{I_T}$	$I_{CM}$ = número de intervenções corretivas $I_T$ = número total de intervenções
Manutenção preventiva	$PM = \frac{I_{PM}}{I_T}$	$I_{PM}$ = número de intervenções preventivas $I_T$ = número total de intervenções
Relação de manutenção preventiva x corretiva	$PCMR = \frac{PM_h}{CM_h}$	$PCMR$ = proporção de manutenções preventiva e corretiva baseada no número de horas reais gastas pelos técnicos

Cumprimento do cronograma	$SC = \frac{TA_C}{T_T}$	$TA_C$ = número de tarefas completas no tempo $T_T$ = número total de tarefas
Horas extras	$OJ = \frac{J_o}{J_p}$	$J_o$ = horas extras (h) $J_p$ = horas planejadas (h)
Backlog	$BA$	$BA$ = tarefas de manutenção pendentes
Wrench time	$W_T = \frac{J_W}{T_r}$	$J_W$ = tempo de trabalho com as tarefas de manutenção (h) $T_r$ = tempo total de trabalho (h)

Fator	KPI	Variáveis relacionadas
Custo de mão de obra equivalente	$ELC = \frac{LC}{TMC}$	$LC$ = custo da mão de obra de manutenção (\$) $TMC$ = custo total de manutenção (\$)
Custo de peças de reposição equivalente	$ESPC = \frac{SPC}{TMC}$	$SPC$ = custo de peças de reposição (\$) $TMC$ = custo total de manutenção (\$)
Planejamento de manutenção	$MP = \frac{TMC}{AMB}$	$TMC$ = custo total de manutenção (\$) $AMB$ = orçamento anual de manutenção (\$)

## • Aplicação



### Eletroluminescência Aérea

As imagens de Eletroluminescência (EL) são normalmente tiradas de cada módulo ao sair da linha de produção da fábrica e correspondem à uma 'linha de base' muito útil para a integridade do módulo antes de sair da fábrica. Uma imagem EL mostrará imperfeições e rachaduras no nível das células do módulo fotovoltaico, que são invisíveis a olho nu. A imagem EL pode ser usada no local para entender melhor a qualidade do módulo após a instalação, bem como uma investigação adicional após a identificação de anomalias por termografia.

Durante o teste EL, um material emite luz em resposta à passagem de uma corrente elétrica. Isso é aplicado para verificar a integridade dos módulos solares fotovoltaicos. Aqui, uma corrente flui através do material solar fotovoltaico ativo e, como resultado, elétrons e lacunas no semicondutor se recombinam. Nesse processo, os elétrons liberam sua energia na forma de luz. A imagem EL detecta a radiação infravermelha próxima (NIR), ou seja, os comprimentos de onda entre 0,75 e 1,4  $\mu\text{m}$ . A eletroluminescência é induzida estimulando módulos ou *strings* solares fotovoltaicas individuais, com uma corrente CC, fornecida por uma fonte de energia portátil externa. As emissões NIR são então detectadas por uma câmera de dispositivo de carga acoplada de silício (CCD).

Uma configuração típica para imagens EL consiste em uma câmera sensível ao infravermelho, uma fonte de alimentação conectada ao dispositivo em teste, e uma câmara escura. Sob condições normais de teste, o dispositivo é polarizado diretamente no escuro para admitir uma corrente semelhante à corrente de curto-circuito iluminada ( $I_{sc}$ ). A luz emitida do dispositivo como resultado da recombinação radiativa, é capturada então pela câmera (Bedrich, 2017).

A temperatura do dispositivo em teste pode ser monitorada para garantir medições termicamente estáveis. Colocar o dispositivo em uma sala escura diminui a influência da radiação ambiental. Com isso, a EL geralmente é feita em um ambiente escuro, porque a quantidade de NIR emitida pelos módulos solares fotovoltaicos é baixa em comparação com a radiação emitida pela luz de fundo e pelo sol. Os filtros na frente da lente da câmera também podem reduzir a perturbação da luz ambiente (dispersa).

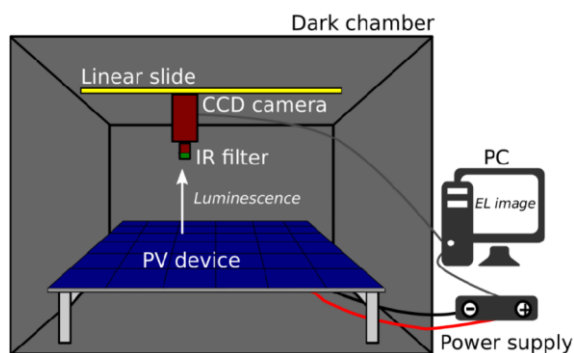


Figura 1: Configuração típica para imagens de eletroluminescência (Bedrich, 2017).

Normalmente limitada pela complexidade e custo logísticos, a capacidade de fornecer imagens EL em volume é muitas vezes uma barreira para a adoção mais ampla desse tipo de teste. No entanto, nos últimos anos, os avanços na tecnologia usada para controlar a corrente necessária aplicada ao módulo (muitas vezes referida como '*back powering*'), a tecnologia de câmera aérea e a Inteligência Artificial (IA) para processamento de imagem, estão resultando na comercialização em estágio inicial de testes EL com drones.

A Eletroluminescência aérea precisa ser realizada à noite. Os módulos também devem ser “alimentados de volta” (*back powered*) para permitir que emitam a luz necessária para a captura de imagem EL. O

benefício da abordagem baseada em drones, é alimentar módulos suficientes em um determinado momento para permitir que o drone colete imagens rapidamente e em alto volume. A alimentação de retorno (*back powering*) é normalmente fornecida pelo uso de geradores, o que significa que haverá limitações no número de módulos que podem ser alimentados de volta ao mesmo tempo. Avanços na comutação de consoles para controlar a energia traseira à medida que o drone passa por uma determinada área e o desenvolvimento de inversores capazes de alternar para o modo de energia traseira estão ajudando a enfrentar esse desafio específico.

A principal dificuldade com a coleta de imagens aéreas de EL é obter qualidade de imagem adequada para permitir a análise útil e a identificação de defeitos sutis e de rachaduras. Alguns parâmetros que são fundamentais para a produção de uma imagem de qualidade são a trajetória de voo consistente e baixa sobre a mesa do módulo pelo drone; a estabilidade da câmera; e níveis de *back powering* consistentes. Atualmente, esses fatores são difíceis de controlar totalmente, com a tecnologia existente. Sensores avançados de drones estão sendo desenvolvidos, o que ajudará a manter uma baixa altura segura e consistente acima de uma superfície alvo. Esta tecnologia, quando madura, pode ser usada para controlar uma trajetória de voo baixa sobre uma mesa de módulo, independentemente do perfil topográfico da planta solar.

No entanto, no momento, essa técnica continua sendo mais cara do que a termografia aérea, o que significa que é usada predominantemente como uma técnica de inspeção secundária para matrizes de telhado inacessíveis e testes de acompanhamento direcionados antes de uma reclamação de garantia.

### Imagem de Fluorescência Ultravioleta (UVF)

A imagem de Fluorescência Ultravioleta é uma técnica de imagem não destrutiva para análise de falhas nos módulos solares fotovoltaicos. O desenvolvimento da técnica começou por volta de 2010 com as primeiras publicações em 2012 (Köntges et al, 2012; Schlothauer et al, 2012; Eder et al, 2017; Muehleisen et al, 2018).

A fluorescência UV (FL) de Etileno Vinil Acetato (EVA) foi usada pela primeira vez para analisar a descoloração de módulos fotovoltaicos (PV) por Pern et al. em 1997. Devido à exposição do EVA à luz solar, especialmente o espectro UV, as moléculas no encapsulamento se decompõem para formar lumóforos (Köntges, 2014).

Uma correlação entre características em imagens de fluorescência UV e rachaduras celulares foi apresentada por Schlothauer et al., que usaram imagens EL para identificar as rachaduras em uma célula de um módulo fotovoltaico e correlacioná-las com a imagem de fluorescência UV. Verificou-se que o produto de degradação fluorescente muda para um produto não fluorescente ao longo das bordas e das rachaduras nas células solares, quando são oxidadas pelo oxigênio difundido através da folha traseira para a camada frontal de EVA do módulo [Pern96]. Esse efeito é chamado de fotobranqueamento e pode ser usado para determinar o número, a posição e a orientação das rachaduras das células em módulos fotovoltaicos, mesmo em ambientes externos escuros.

As medições de fluorescência UV devem ser realizadas em um ambiente escuro (normalmente à noite), e consistem na iluminação dos módulos solares fotovoltaicos com luz UV (<400nm). A maioria dos materiais encapsulantes apresenta fluorescência na região do visível e assim a resposta do material pode ser capturada com uma câmera fotográfica. Os módulos não precisam ser desconectados ou energizados durante este procedimento.

A fluorescência observada do encapsulamento acima das células em relação a (i) distribuição espacial, (ii) intensidade e (iii) deslocamento espectral da luz fluorescente depende do tempo de operação no campo, das condições climáticas e do tipo de material encapsulante e folha de trás usada. Além disso, o sinal de fluorescência depende do tipo de defeito (se são microfissuras em células de silício cristalino, pontos quentes ou uma quebra do vidro).

As vantagens da técnica são que não são necessárias modificações nos sistemas solares fotovoltaicos e, quando usado em combinação com Eletroluminescência (EL), uma avaliação do cronograma para vários casos de dano torna-se possível, pois o sinal de fluorescência é uma função do tempo.

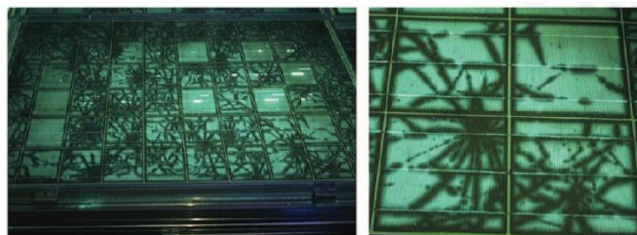


Figura 2: Exemplos de imagens de fluorescência UV após uma grave tempestade (W. Muehleisen, 2018).

Há várias coisas a serem consideradas ao realizar inspeções de imagens de fluorescência UV baseadas em drones (UVF). O custo de drones e pilotos treinados pode ser um fator impeditivo no uso da tecnologia UVF. Da mesma forma, as condições devem ser estáveis o suficiente para tirar fotos no escuro com um tempo de exposição de 0,1 segundo, e o drone precisa ser robusto o suficiente para suportar o peso extra de uma câmera e uma lâmpada ultravioleta.

Assim, para tornar a inspeção UVF com drone acessível, podemos listar os seguintes requisitos para o drone: (1) um drone comercializado e barato, (2) baixa demanda de habilidade para o piloto, (3) estável o suficiente para tirar imagens no escuro com tempo de exposição de cerca de 0,1 s, e (4) precisa transportar uma câmera de baixo ruído e uma lâmpada UV adicional.

As considerações acima foram levantadas e aplicadas na prática (Köntges *et al*, 2020). Um drone comercialmente disponível foi escolhido para as inspeções UVF, onde dois controles remotos foram usados para a inspeção. Um é para o piloto controlar o drone, e a outra é para o fotógrafo tirar fotos. Portanto, são necessárias duas pessoas para o trabalho de inspeção. Para manter a qualidade da imagem, o drone deve voar o mais baixo possível. No entanto, voar baixo aumenta o tempo de inspeção, consome mais energia e complica o controle do drone. Com as duas demandas de altura contraditórias, tem que se comprometer a ter qualidade de imagem e tempo de inspeção aceitáveis.

A Figura abaixo mostra as imagens UVF obtidas em alturas de voo de 1,5, 4,5, 6 e 9 m com um tempo de integração de 0,16 s. A 1,5 m de altura, a imagem é nítida, mas há apenas um módulo na imagem. O tempo de inspeção será muito longo e será difícil localizar o módulo defeituoso posteriormente. A uma altura de 9 m, o UVF é muito fraco e a resolução é muito baixa para identificar defeitos. Na altura entre 4,5 e 6 m, 12 a 16 módulos podem ser vistos em uma imagem, respectivamente.



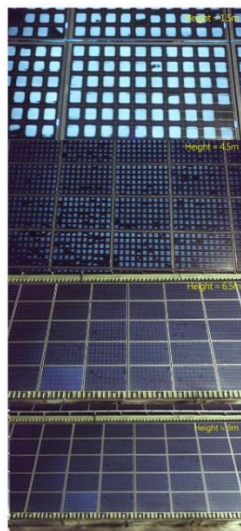


Figura 3: Imagens UVF obtidas em várias alturas de vôo do drone (Köntges, 2014).

As estimativas preveem que é possível inspecionar 720 módulos por hora (incluindo o tempo para seis trocas de bateria) se as condições forem perfeitas. No entanto, existem vários outros fatores que podem afetar o tempo de inspeção, como o desenho do projeto e as condições climáticas. Para serem mais eficazes, as inspeções UVF devem ser feitas no escuro e em condições calmas, ambas longe de serem garantidas. Trabalhar no escuro corre o risco de danificar o drone devido ao aumento da dificuldade operacional; em segundo lugar, encontrar funcionários dispostos a trabalhar à noite traz custos adicionais ao projeto (pagamento de horas extras ou contratação de mais funcionários). Além disso, novos módulos com tecnologia EVA transparente UVA reduzem a eficácia da inspeção UVF baseada em drones. Apesar dessas desvantagens, o uso de drones para realizar inspeções UVF pode economizar tempo, principalmente ao inspecionar instalações em telhados, pois a equipe não precisa subir nos telhados.

Como essa tecnologia ainda está surgindo, muitos provedores de serviços de O&M não possuem o conhecimento interno para interpretar os resultados das inspeções UVF. Isso adiciona uma camada extra de custo ao processo e impediu que a tecnologia fosse incorporada para inspeção de usinas de energia solar fotovoltaica (SolarPower Europe, 2021).

## Diagnóstico automatizado de desempenho da planta

A avaliação de desempenho da planta geralmente é executada usando uma abordagem de “cima para baixo”, ou seja, analisando objetos de baixo desempenho por meio do detalhamento de subestações, e inversores a caixas de junção e strings. Este processo é demorado e depende de especialistas. Além disso, o processo não garante a revelação de todos os problemas de baixo desempenho.

O diagnóstico automatizado de baixo para cima usando técnicas avançadas de mineração de *big data* pode superar as desvantagens da avaliação clássica de desempenho da planta por especialistas, ou seja, a dificuldade de analisar os dados habilmente, e a probabilidade ou erro no diagnóstico de desempenho.

No entanto, existem algumas desvantagens importantes para o diagnóstico automatizado de desempenho da planta. A principal desvantagem está em aumentar o uso da tecnologia. Atualmente é muito caro para implementar. Isso não seria um problema se a tecnologia pudesse ser aplicada em um portfólio de usinas de energia solar fotovoltaica. No entanto, há uma falta de uniformidade entre os sistemas SCADA, o que significa que a informação e o aprendizado são difíceis de transferir entre os sites. Juntamente com isso, a atual falta de experiência interna em empresas de O&M significa que provedores de serviços externos seriam necessários para implementar o sistema, aumentando os custos. Por fim, o afastamento de alguns locais pode causar problemas de comunicação, impactando o valor do diagnóstico de desempenho da planta totalmente automatizado.



Os algoritmos de mineração de *big data* têm sido aplicados com sucesso aos dados de usinas solares, e provaram revelar problemas de desempenho além da análise de cima para baixo feita por especialistas de maneira semiautomática. Mais P&D nessa área de assunto serviria para tornar os algoritmos mais

robustos para a aplicação automatizada em grandes portfólios e levá-los à identificação da causa raiz da falha.

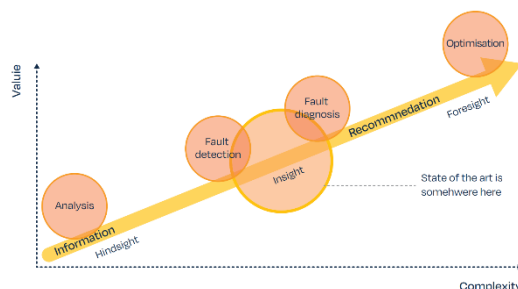


Figura 4: Diagnóstico automatizado de desempenho da planta solar (Achim, Woyte 3E).

## Manutenção preditiva para substituição otimizada de hardware

A Manutenção Preventiva ocorre periodicamente de acordo com o cronograma acordado contratualmente e com base no conhecimento especializado. Além disso, a Manutenção Preventiva pode ser programada quando o operador identificar um desvio inesperado no desempenho por meio do sistema de monitoramento. Diferentes modelos de otimização de manutenção são empregados para encontrar o melhor equilíbrio do custo-benefício entre as intervenções de manutenção. Esses modelos contam com a probabilidade de falha de cada componente do sistema solar fotovoltaico e o impacto dessa falha em todo o sistema. Por exemplo, a vida útil real dos inversores solares fotovoltaicos em diferentes condições de operação ainda é incerta. Na prática, os inversores não irão falhar de forma previsível, após um determinado período, como normalmente modelado nos planos de negócios, que costumam estipular um prazo de 10 anos para o inversor. Além disso, a manutenção baseada em falhas, ou seja, substituir os inversores à medida que eles falham, pode também não ser a solução mais eficiente.

Um bom sistema de monitoramento preditivo pode ajudar a avaliar o ciclo ideal de substituição do hardware, modelando a incerteza no tempo até a falha com uma função de distribuição de probabilidade conhecida. Os modelos de otimização de manutenção usam a saída de análises de causa raiz e análises de vida útil restante para prever falhas futuras de ativos. Isso pode ser usado para otimizar o planejamento de manutenção e alocação de recursos relacionados.

A análise de big data pode agregar valor em qualquer etapa dos objetivos de O&M: análise a partir da observação das informações coletadas, detecção de falhas, diagnóstico de falhas e otimização por meio de recomendações emitidas pelo sistema de monitoramento avançado. Diferentes abordagens são propostas hoje em dia. Enquanto a Inteligência Artificial (IA) clássica propõe um diagnóstico avançado por meio de modelos baseados em conhecimento, os métodos de aprendizado não supervisionado e supervisionado oferecem diferentes abordagens (por exemplo, redes neurais) usando estatísticas.

As vantagens desses modelos de otimização de Manutenção Preditiva são que eles reduzem o custo da manutenção ao programá-la de forma mais eficaz. O elemento de diagnóstico dos modelos também ajuda a reduzir o tempo de inatividade da planta. No entanto, os métodos são sensíveis aos modelos e marcas dos dispositivos, tornando-os difíceis de generalizar.

Hoje, nenhum modelo provou ser totalmente confiável. A análise de big data permite o fácil reconhecimento de uma falha e, em alguns casos, fornece um diagnóstico claro e recomendações sobre

as ações de curto prazo para evitar problemas no futuro. A tendência é modelar o comportamento de todo o sistema e planejar programas ótimos de manutenção e substituição de hardware a médio e longo prazo. Obviamente, isso reduzirá o risco geral de um projeto de energia solar fotovoltaica e, portanto, aumentará a atratividade do investimento.

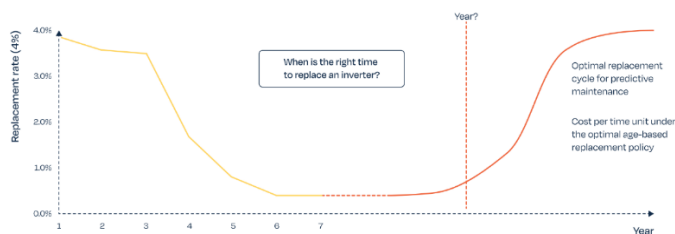


Figura 5: Manutenção Preditiva para substituição otimizada de hardware (Achim, Woyte 3E).

## Realidade aumentada e óculos inteligentes

A realidade aumentada conecta um ambiente virtual ao ambiente físico por meio de objetos virtuais criados por um computador. A tecnologia funciona em tempo real ao usar algum dispositivo com o *smartphone*.

A realidade aumentada funciona a partir de quatro recursos:

- Objeto real que servirá para a criação do objeto virtual;
- Câmera ou outro dispositivo que vai transmitir a imagem do objeto real;
- Aplicação que fará a leitura do sinal transmitido pela câmera;
- Dispositivo de saída (*smartphone*, por exemplo) que vai devolver o sinal e criar o efeito.

Tanto a realidade virtual quanto a realidade aumentada podem ser usadas em uma única solução ou de forma individual. Mas a realidade virtual depende de vários equipamentos (dispositivo móvel, óculos VR, monitor, sensores ou projetor) e geralmente é criada dentro de um espaço fechado, enquanto a realidade aumentada pode ser utilizada em qualquer ambiente (Embratel, 2019).

Assim, realidade virtual ou aumentada refere-se a elementos digitais de interações usando câmeras, por exemplo, *smartphones*, *tablets* ou dispositivos especiais, como óculos inteligentes. A realidade aumentada refere-se a uma versão aprimorada do mundo real alcançada através do uso de elementos digitais. Por uma questão de simplificação, o termo realidade aumentada é usado a seguir referindo-se ao uso de óculos inteligentes em O&M.

Os provedores de serviços de O&M e suas equipes enfrentam o desafio recorrente de trabalhar com uma variedade considerável de hardware e software de diferentes fabricantes em vários locais (às vezes em locais remotos). Essa heterogeneidade requer amplo conhecimento, transferência de habilidades e boa comunicação entre departamentos. Novas tecnologias baseadas em realidade aumentada podem apoiar os provedores de serviços de O&M com esses desafios, facilitando a colaboração entre escritórios e engenheiros de campo.

Os aplicativos de software correspondentes combinados com óculos inteligentes permitem que os usuários interajam visual e acusticamente para apoiar os trabalhos no local. O engenheiro de campo que usa os óculos inteligentes é conectado a um usuário supervisor (*desktop*) que poderá orientá-lo nas etapas de trabalho, usando a versão *desktop* do respectivo software. O usuário de óculos inteligentes é conectado ao usuário supervisor por meio de um fone de ouvido integrado. Visualmente, as condições no local são registradas por uma câmera integrada. As gravações são então exibidas ao vivo para o usuário supervisor, que pode adicionar diagramas explicativos, capturas de tela, comentários etc. Essas

adições são exibidas na lente dos óculos inteligentes. Além disso, os hologramas podem ser usados para permitir o acesso a instruções de manutenção animadas.

Óculos inteligentes e soluções de software correspondentes estão se tornando mais populares no segmento de O&M. A diminuição dos níveis de preços para serviços de O&M exige melhor eficiência de serviço/custo. A realidade aumentada pode apoiar as operações dos provedores de serviços de O&M, facilitando a transferência de habilidades e informações e soluções específicas que podem afetar positivamente a eficiência do serviço.

Há muitas vantagens nessa tecnologia, incluindo: maior eficiência na prestação de serviços de O&M; transferência de conhecimento mais fluida entre colegas seniores e juniores; e capacitação efetiva do pessoal de O&M, resultando em menos desafios de recursos, e gerando economia nos custos internos para os provedores de serviços de O&M.

No entanto, ainda existem limitações na utilidade da tecnologia. Uma conexão de internet estável é necessária para manter o contato entre o engenheiro de campo e o supervisor. Isso pode ser problemático para usinas de energia solar fotovoltaica em locais mais remotos. Atualmente, a tecnologia também é cara. No entanto, à medida que se torna mais generalizado, a competitividade de custos deve melhorar (Ara et. al, 2021).

### **Internet das Coisas (IoT) e configuração automática**

A Internet das Coisas (IoT) em sistemas solares fotovoltaicos representa um ambiente de interoperabilidade onde todos os dispositivos em campo estão conectados entre si e se mostram disponíveis para serem conectados ao sistema. Isso pode melhorar a comunicação e a eficiência integradas e seguras. Cada dispositivo de conexão deve fornecer as seguintes informações:

- Parâmetros do dispositivo (marca, tipo, número de série, especificações da folha de dados interna);
- Status e condições do dispositivo (status operacional, temperatura etc.);
- Conexão com outros dispositivos e mapeamento (strings conectadas, inversor, posição do sensor etc.);
- Qualquer outra informação relevante.

Esforços de padronização estão ocorrendo em todo o mercado de energia solar fotovoltaica e ajudarão a melhorar os custos de configuração para monitoramento solar. No entanto, a indústria de monitoramento solar também se beneficiará fortemente das tecnologias emergentes da Internet das coisas que melhoram ainda mais o comportamento *plug-and-play* da comunicação do dispositivo, melhoram a qualidade e a segurança da comunicação e reduzem o custo do hardware.

No entanto, existe o risco de que o hardware e os equipamentos de monitoramento existentes não sejam compatíveis com a nova tecnologia, resultando em soluções híbridas caras até que se torne mais comum.

### **Fusão de dados de imagens de monitoramento fotovoltaico**

As soluções atuais de monitoramento solar fotovoltaico rastreiam os principais parâmetros de ativos solares fotovoltaicos (por exemplo, produção de energia, irradiância, taxas de desempenho etc.), com alta resolução temporal (por exemplo, até 1-10 minutos) e acionam alarmes quando ocorrem desvios do desempenho esperado. No entanto, não há objetivos específicos de otimização ligados à detecção de baixo desempenho. Este método, que se baseia exclusivamente em dados de monitoramento solar fotovoltaico, apresenta duas limitações intrínsecas significativas:

- Dependência de especialistas: como tal, uma configuração incorreta dos dados de desempenho esperados (definidos manualmente) geralmente leva à detecção incorreta (ou interpretação
-

incorreta) de desvios dos dados de desempenho monitorados (ou seja, falsos negativos/positivos);

- Granularidade espacial insuficiente: os dados de monitoramento solar fotovoltaico por si só são insuficientes para identificar as causas-raiz e os locais das perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos solares, pois sua melhor resolução espacial geralmente é reduzida ao nível da *string* (ou seja, 10-30 módulos fotovoltaicos solares combinados). Como resultado, vários problemas de baixo desempenho - especialmente no nível do painel fotovoltaico solar, módulo e submódulo - podem permanecer não detectados ou não identificados.

Permitir a fusão (e interoperabilidade) entre monitoramento fotovoltaico heterogêneo e dados/sensores de imagens será uma funcionalidade chave e um diferencial para soluções integradas de monitoramento fotovoltaico solar de próxima geração. De fato, este conceito oferece vantagens importantes: i) os dados de monitoramento de desempenho de energia solar fotovoltaica tornam-se mais acionáveis, alavancando a capacidade de diagnóstico e precisão de dados de imagem com alta granularidade espacial; ii) os dados de imagens solares fotovoltaicas ganham uma dimensão temporal e quantitativa, sendo acoplados e correlacionados com dados de monitoramento em tempo real e análises de ganho/perda de energia.

Outros caminhos de inovação para soluções de fusão de dados de imagem de monitoramento solar fotovoltaico podem incluir sua interface com “gêmeos” digitais solares fotovoltaicos, por exemplo, ou a integração de dados BIM e GIS, e a substituição de dados de imagem IR (aérea) por dados de imagem hiper espectrais ou multiespectrais de usinas solares fotovoltaicas.

Existem várias soluções comerciais de monitoramento solar fotovoltaico avançado, oferecendo quantificação e classificação orientadas por software de falhas no nível de string/inversor, análise de dados para taxas de sujeira e degradação de desempenho e análise de fluxo de energia e clima. Por outro lado, os serviços de imagens aéreas-IR comerciais prontos para uso oferecem análises de dados baseadas em IA, diagnósticos e relatórios de falhas, bem como recomendações para ações de manutenção corretiva. No entanto, na prática, as plataformas de monitoramento fotovoltaico solar são desacopladas do diagnóstico de imagens IR e não alinhadas de maneira ideal na O&M solar fotovoltaica atual.

Conceitos para agregação e fusão de monitoramento de energia solar fotovoltaica e dados de inspeção/imagem estão em desenvolvimento e sendo patenteados, em projetos internacionais de P&D em andamento. O objetivo é obter validação até 2024. Nos últimos 5 anos, houve esforços e metodologias patenteadas que combinam monitoramento de energia solar fotovoltaica e/ou dados de imagem IR com simulações de rendimento fotovoltaico e análise de perda (Ara *et al.*, 2021).