



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEYVISON MUNIZ CONRADO

Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos *on-grid*

Cabo de Santo Agostinho - PE

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEYVISON MUNIZ CONRADO

Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos *on-grid*

Trabalho apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho, Universidade Federal Rural de Pernambuco, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo.

Cabo de Santo Agostinho - PE

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Sistema Integrado de Bibliotecas
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C754e

Conrado, Deyvison Muniz Conrado

Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos on-grid / Deyvison Muniz Conrado
Conrado. - 2021.
90 f. : il.

Orientador: Marcel Ayres de Araujo.
Inclui referências e anexo(s).

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, Bacharelado em
Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, 2021.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Manutenção. 3. Dimensionamento. 4. Instalação. I. Araujo, Marcel Ayres de, orient. II.
Título

CDD 621.3

DEYVISON MUNIZ CONRADO

Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos *on-grid*

Trabalho apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural de Pernambuco como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ____ / ____ / ____

Banca examinadora

Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo
Orientador/Examinador Interno

Prof. Dr. Emerson Tôrres Aguiar Gomes
Examinador Externo

Prof. Me. Vinícius de Cillo Moro
Examinador Externo

Dedico este trabalho a Jesus Cristo, autor e consumidor da minha fé, doador e preservador da minha vida; ao meu pai, Wellington Queiroz Conrado, que viveu para a glória de Deus e verdadeiramente amou e se doou à família que construiu; à minha mãe, Diana Maria Muniz Conrado, que tem cuidado de mim com amor; ao meu irmão, Diego Muniz Conrado, que está sempre ao meu lado; à minha noiva, Gizele Eishila Silva de Andrade, que tanto me incentivou e aguardou por este momento.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, salvador da minha alma, pelo seu amor e misericórdia derramados dia após dia.

Agradeço à minha mãe, Diana Maria Muniz Conrado, que me ama com verdadeiro amor de mãe, que cuidou de mim por anos, que se esforçou pela minha educação e hoje vê os frutos de seu trabalho.

Agradeço ao meu pai, Wellington Queiroz Conrado, que para mim foi um referencial de ótima pessoa, amigo, esposo, pai, trabalhador e servo de Deus. Acredito que eu devo a ele o que tenho e sou mais do que sou capaz de perceber.

Agradeço ao meu irmão amado, Diego Muniz Conrado, a quem sou grato pela companhia, pelo incentivo e pelo simples fato de ser meu irmão. Foi ele quem Deus me deu para cuidar e amar, a quem desejo que alcance todos os seus objetivos.

Agradeço à minha noiva, Gizele Eishila Silva de Andrade, que, nos últimos quatro anos, tem me mostrado quão doce é o amor. Sua presença torna minha vida mais feliz. Te quero até o fim da minha vida. Agradeço também à sua família, que é tão querida e amada, pelo carinho e apoio que sempre me oferecem.

Meus sinceros agradecimentos ao professor Marcel Ayres de Araújo, meu orientador, professor dedicado e pessoa amável, que me incentivou, me motivou e também se esforçou para que este trabalho fosse concluído, ao avaliar e orientar a minha produção.

Também sou grato aos demais professores com os quais aprendi durante a graduação, em especial a Renata Barbosa Vicente, que acreditou em mim e me deu a oportunidade de participar, pela primeira vez, da pesquisa científica; sua orientação e amizade foram, e são, especiais para mim. Da mesma forma, ao professor Rafael Alves de Oliveira, com o qual pude colher frutos da sua paixão pelo ensino e pesquisa durante três anos de iniciação científica sob sua orientação.

Agradeço aos colegas que estudaram comigo na graduação em Engenharia Elétrica na UACSA pela companhia e aprendizados que compartilhamos. Em especial, ao meu amigo e irmão Edivaldo Ferreira dos Santos Júnior, pela companhia, pelas orações, conselhos e palavras de exortação.

Agradeço ao meu pastor, Altair Paulo da Silva Leite, que tem alimentado a mim e minha família com a Palavra de Deus. Ao Presbítero Paulo Victor Xavier da Silva, pela sua amizade tão querida. Ao diácono José Kledinis Lopes de França, meu amigo e irmão amado. A Jeferson Rodrigues da Silva, que marcou minha vida pela sua amizade e pelo seu amor ao

conhecimento e à ciência. A Eberton Maurício da Silva, meu coordenador na empresa Sonar, que, há 1 ano, tem me auxiliado a crescer como profissional, compartilhando comigo seu conhecimento e experiência. Muito do que aqui foi escrito é fruto do meu aprendizado ao seu lado. Agradeço a toda equipe Sonar, que tem me dado forte apoio e incentivo para continuar em busca dos meus objetivos.

“Ó profundidade da riqueza da sabedoria e do conhecimento de Deus! Quão insondáveis são os seus juízos e inescrutáveis os seus caminhos! Quem conheceu a mente do Senhor? Ou quem foi o seu conselheiro? Quem primeiro lhe deu, para que ele o recompense? Pois dele, por ele e para ele são todas as coisas. A ele seja a glória para sempre! Amém.”
(Romanos 11.33-36)

RESUMO

A diversificação da matriz elétrica brasileira representa um ganho em confiabilidade e disponibilidade de energia elétrica, no qual as energias renováveis têm desempenhado um papel cada vez mais importante para o setor energético brasileiro. A energia solar fotovoltaica, em especial, tem crescido consideravelmente nos últimos anos, em parte em virtude da redução de custos dos equipamentos para composição de sistemas fotovoltaicos de médio e pequeno porte, e sobretudo devido a possibilidade de compensação de energia, que permite que usinas fotovoltaicas conectadas à rede gerem créditos de energia para reduzir faturas dos seus titulares. Juntamente com o aumento de instalações, consequentemente cresce também a demanda por manutenção preventiva e corretiva desses sistemas. No entanto, poucos são os profissionais e as empresas integradoras que fornecem planos consistentes de manutenção para sistemas fotovoltaicos, ou mesmo que conheçam práticas recomendadas para executar os procedimentos adequados, o que representa um problema na confiabilidade, segurança e rentabilidade desses sistemas. Neste sentido, este trabalho visa discutir os principais aspectos da manutenção de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte conectados à rede, comentando desde a elaboração de projeto até à instalação do sistema, destacando a relação dessas etapas com alguns aspectos da manutenção. São descritas boas práticas de manutenção preventiva, assim como a relação entre manutenção e produtividade das usinas. Por fim, são realizadas análises de estudos de caso com as quais pode ser avaliada a importância da execução de procedimentos adequados na instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos, manutenção, dimensionamento, instalação.

ABSTRACT

The diversification of the Brazilian electric matrix represents a gain in reliability and availability of electricity. In this context, renewable energies have played an increasingly important role in the Brazilian energy sector. Photovoltaic solar energy, in particular, has grown considerably in recent years. One of the factors that contribute to the growth in the use of solar energy is the energy compensation system, which allows grid-connected photovoltaic plants to generate energy credits used for decreasing the bills of plant owners. Along with the increase of installations, there is also a growing demand for preventive and corrective maintenance for these systems. However, few professionals and integrating companies provide consistent maintenance plans for photovoltaic systems, or even know best practices for performing the proper procedures, which represents a problem of reliability, safety and profitability of these systems. In this sense, this work aims to discuss the maintenance of small grid-connected photovoltaic systems, commenting from the project up to the installation of the system, highlighting the relationship of these steps with some aspects of maintenance. Good preventive maintenance practices are described, as well as the relationship between plant maintenance and productivity. Finally, case studies are carried out, in which the importance of implementing appropriate procedures in the installation, operation and maintenance of photovoltaic systems can be assessed.

Keywords: photovoltaic systems, maintenance, sizing, installation.

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESMAP	<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
HSP	Horas de Sol Pleno
IET	<i>The Institution of Engineering and Technology</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NBR	Norma Brasileira
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QDCA	Quadro de Distribuição de Corrente Alternada
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SPPM	Seguidor do Ponto de Potência Máxima
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Principais seções de um sistema fotovoltaico.....	18
Figura 2 - Esquema de um sistema fotovoltaico autônomo.....	19
Figura 3 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (on-grid).	20
Figura 4 - Módulo fotovoltaico.	23
Figura 5 - Curva I-V de módulos associados em série.	24
Figura 6 - Curva I-V de módulos associados em paralelo.....	25
Figura 7 - Estrutura de sustentação.....	27
Figura 8 - String Box PHB modelo STB01.....	28
Figura 9 - Esquema elétrico da String Box PHB STB01.	29
Figura 10 - Modulação por largura de pulso (PWM).	29
Figura 11 - Ponto de máxima potência (Pmp) na curva I-V.....	30
Figura 12 - Quadro de distribuição CA modelo QDCA/85 da empresa PHB.....	31
Figura 13 - Potência instantânea de um Sistema Fotovoltaico com FDI = 0,6.	41
Figura 14 - Sistemas Fotovoltaicos com diferentes valores de FDI.	42
Figura 15 - Número de falhas ao longo do tempo de operação de um sistema fotovoltaico....	44
Figura 16 - Produtividade ao fim do tempo de vida de um SFV em função da frequência de manutenção.....	45
Figura 17 - Alterações na curva I-V.	57
Figura 18 - Pontos quentes detectados por câmera termográfica infravermelho.	58
Figura 19 - Módulos avariados durante o transporte.....	63
Figura 20 - Módulo com a proteção externa danificada.....	66
Figura 21 - Módulo novo.....	66
Figura 22 - Grampo de aterramento com graxa condutiva.....	69
Figura 23 - Módulo com proteção externa danificada.....	70
Figura 24 - Módulos após limpeza com água.....	70
Figura 25 - Caixa de junção superaquecida.....	74
Figura 26 - Módulo com mancha causada por superaquecimento.	74
Figura 27 - Grampo de aterramento rompido.....	77
Figura 28 - Cabo de aterramento conectado na base do grampo de aterramento.....	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Equações para dimensionamento de estrutura de sistema fotovoltaico.	39
Tabela 2 - Periodicidade da manutenção.....	52
Tabela 3 - Ficha de inspeção do estudo de caso 2.....	63
Tabela 4 - Ficha de inspeção do estudo de caso 3.....	67
Tabela 5 - Dados de ensaio do estudo de caso 3	71
Tabela 6 - Ficha de inspeção do estudo de caso 4.....	72
Tabela 7 - Ficha de Inspeção do estudo de caso 5.....	75

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	17
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS <i>ON-GRID</i>	18
2.1	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA	21
2.2	COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO <i>ON-GRID</i>	22
2.1.1	Módulos fotovoltaicos	23
2.2.2	Estrutura de suporte para os módulos	25
2.2.3	String box	28
2.2.4	Inversor	29
2.2.5	Quadro de distribuição CA	31
2.3	DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA	32
2.3.1	Potência instalada do sistema fotovoltaico	32
2.3.1.1	Análise de consumo	32
2.3.1.2	Análise da fonte solar	32
2.3.1.3	Quantidade de módulos fotovoltaicos	33
2.3.2	Arranjo dos painéis	35
2.3.3	Dimensionamento dos elementos da estrutura de sustentação	36
2.3.4	Dimensionamento do inversor	40
3	INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS <i>ON-GRID</i>	43
3.1	INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	46
3.2	INSPEÇÃO E TESTES DE COMISSIONAMENTO	47
3.2.1	Inspeção do sistema fotovoltaico	48
3.2.2	Ensaio de comissionamento	50
3.3	MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	51

3.3.1	Monitoramento remoto	52
3.3.2	Manutenção nos módulos	54
3.3.2.1	Inspeção visual e limpeza	54
3.3.2.2	Ensaio Elétricos	55
3.3.3	Manutenção do inversor	58
3.3.4	Manutenção da <i>string box</i> e do quadro CA	59
3.3.4	Manutenção da cabeção	59
3.3.5	Manutenção da estrutura de sustentação	60
4	ESTUDOS DE CASO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA E CORRETIVA	62
4.1	ESTUDO DE CASO 1: USINA FOTOVOLTAICA 3,40 kWp	62
4.2	ESTUDO DE CASO 2: USINA FOTOVOLTAICA DE 112,56 kWp	63
4.3	ESTUDO DE CASO 3: USINA FOTOVOLTAICA DE 3,96 kWp	67
4.4	ESTUDO DE CASO 4: USINA FOTOVOLTAICA DE 6,7 kWp.	72
4.5	ESTUDO DE CASO 05: USINA FOTOVOLTAICA DE 4,76 kWp	75
5	CONCLUSÃO	78
	REFERÊNCIAS	80
	ANEXO 1 - Projeto Executivo: Planta de Posicionamento	82
	ANEXO 2 - Projeto Executivo: Detalhamento dos Trilhos e Cabeção	83
	ANEXO 3 - Projeto Executivo: Detalhamento dos Quadros	84
	ANEXO 4 - Projeto Executivo: Diagrama Unifilar	85
	ANEXO 5 - Planejamento Executivo e Análise Preliminar de Perigo	86
	ANEXO 6 - Ficha de Inspeção para Manutenção	89

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica desenvolve um papel fundamental na sociedade atual, possibilitando desde o uso do mais simples equipamento eletroeletrônico, passando pela utilização de equipamentos elétricos para processos industriais complexos, até o emprego da internet e dos meios de comunicação, que, atualmente, são capazes de conectar, literalmente, o mundo inteiro.

À medida que a população de um país cresce e se desenvolve, mais energia elétrica é demandada pelas residências e indústrias, logo a diversificação da matriz elétrica de um país contribui com a confiabilidade da oferta de energia elétrica e, conseqüentemente, com seu desenvolvimento econômico e social. Por outro lado, ao se utilizar fontes de energia limpas e renováveis, garante-se o aumento da oferta de energia com menor agressão ao meio ambiente, sem aumentar a dependência por recursos energéticos não renováveis (ZILLES *et al*, 2012).

Segundo dados de 2020 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2020), tomando por base dados disponíveis até o fim de 2019, 64,9% da matriz elétrica brasileira provém de fontes hídricas, seguido pelos 8,4% que representa a participação da biomassa utilizada nas termelétricas, que também utiliza de fontes como gás natural (9,3%), carvão e derivados (3,3%), energia nuclear (2,5%) e derivados do petróleo (2%). Desta forma, as termelétricas destacam-se na matriz elétrica brasileira, pois suprem os períodos com baixa geração das hidrelétricas causada pela sazonalidade característica dos rios. Dentre as energias renováveis, destaca-se a energia eólica, que atualmente representa 8,6% da matriz, enquanto a energia solar, na geração centralizada, detém atualmente 1,6% da matriz (ABSOLAR, 2020).

A geração distribuída, que é definida como a geração que ocorre próxima às cargas, tem se revelado uma ótima solução para o problema do aumento da demanda de energia, especialmente por meio da energia fotovoltaica. Dentre as vantagens da energia fotovoltaica na modalidade de geração distribuída, há a minimização das perdas por transmissão, uma vez que a geração se dá próxima às cargas; em geral, os sistemas são relativamente pequenos, o que permite uma rápida instalação; e possuem modularidade, sendo capazes de serem expandidos conforme a necessidade de consumo (ZILLES *et al*, 2012). Para sistemas conectados à rede, a REN 482/2015 (ANEEL, 2015) prevê o sistema de compensação de energia, o qual torna o uso dessa fonte de energia economicamente interessante para o consumidor final, que pode passar a pagar valores mínimos de fatura e, em poucos anos, ter o seu investimento financeiro completamente compensado. As concessionárias de energias também podem ser beneficiadas, pois os sistemas fotovoltaicos podem injetar energia na rede, suprimindo demandas ou mesmo melhorando a qualidade da energia.

O Brasil possui ótimo potencial de geração por energia solar fotovoltaica, podendo gerar, em média, cerca de 1.607 kWh para cada kWp de potência instalada, segundo dados do Global Solar Atlas (ESMAP, 2020). Apesar disso, o Brasil ocupa o 16º lugar no ranking dos países com maior capacidade instalada em energia solar fotovoltaica (ABSOLAR, 2020). Além disso, o potencial brasileiro de geração por energia solar é maior até mesmo que o da China, que está em 1º lugar do ranking, embora seu potencial de geração seja cerca de 1417 kWh/kWp.

As estatísticas apontam em uma direção favorável ao crescimento da contribuição da energia fotovoltaica à matriz elétrica brasileira, especialmente na modalidade de geração distribuída. Segundo dados de 2019 do Ministério de Minas e Energia (MME) (MME, 2019), disponibilizados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, até o ano de 2029 a energia fotovoltaica representará 63% de toda a energia gerada no Brasil. No ano de 2020, o Brasil alcançou a marca de 4,5 GW de potência fotovoltaica instalada conectada à rede (GREENER, 2020). Segundo a projeção do MME, até o ano de 2029, o Brasil contará com 11 GW de potência instalada na modalidade de geração distribuída, dentre os quais 86% são referentes a sistemas fotovoltaicos.

Paralelamente ao crescimento da potência instalada no país, há o crescimento das empresas integradoras. Estima-se que existam atualmente 14.200 integradores no Brasil atuando no setor de energia fotovoltaica (GREENER, 2020). Os integradores são as empresas que desenvolvem soluções para o consumidor final, utilizando os equipamentos vendidos pelas fornecedoras, realizando o projeto, a instalação e intermediando os trâmites junto à concessionária de energia. Com o crescimento da quantidade de sistemas fotovoltaicos, faz-se necessário atentar à operação e manutenção desses sistemas, com vista a preservar a eficiência e produtividade de energia durante sua vida útil, que dura cerca de 25 anos (PINHO E GALDINO, 2014).

Conforme apresentado no Estudo Estratégico de Geração Distribuída realizado pela Greener (2020), 14% dos integradores não fornecem qualquer serviço de manutenção aos seus clientes, 62% oferecem serviços básicos, como limpeza e monitoramento, 57% oferecem manutenção preventiva, enquanto 44% oferecem manutenção corretiva. Estes dados são preocupantes e revelam a maior atenção que deve ser dada ao tema de operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos.

A ausência de operação e devida manutenção de um sistema fotovoltaico pode ocasionar diminuição na geração de energia, sobreaquecimento das conexões, danos na estrutura de suporte das placas, dentre outros problemas. Nesta conjuntura, este trabalho visa contribuir com este tema ao analisar as melhores práticas de operação e manutenção e propor

métodos e procedimentos que auxiliem os integradores, assim como os demais participantes do setor, com o enfoque nos sistemas conectados à rede de pequeno porte em instalações residenciais.

1.1 OBJETIVOS

Objetivo Geral: discutir a manutenção de sistemas fotovoltaico *on-grid* de pequeno porte.

Objetivos Específicos:

- Apresentar os elementos de projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos *on-grid* de pequeno porte;
- Discutir procedimentos de manutenção preventiva em sistemas fotovoltaicos *on-grid* de pequeno porte;
- Discutir os efeitos da manutenção sobre a funcionalidade e desempenho de sistemas fotovoltaicos *on-grid*;
- Realizar estudos de casos de manutenção de sistemas fotovoltaicos *on-grid*.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

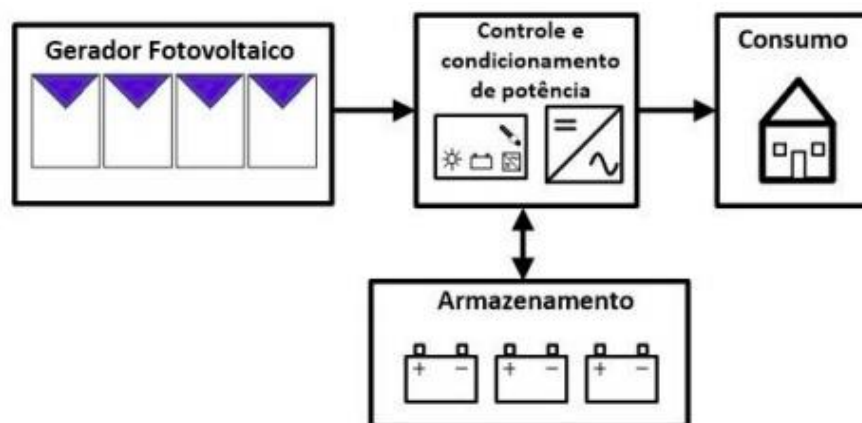
No capítulo 1, é introduzido o tema da geração distribuída e dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. No capítulo 2, é feita a descrição de um sistema fotovoltaico, quais são seus elementos e como dimensioná-los. No capítulo 3, é discutida a instalação e comissionamento dos sistemas fotovoltaicos, assim como as diretrizes para sua manutenção. No capítulo 4, são realizados estudos de caso de manutenções de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS *ON-GRID*

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em sistemas conectados à rede (*on-grid*), sistemas autônomos ou isolados (*off-grid*), ou híbridos, que estão conectados à rede de distribuição, mas podem permanecer em funcionamento caso haja desligamento ou falha na rede. Ainda não há regulamentação quanto a esse último tipo de sistema no Brasil e, portanto, não será discutido aqui.

De maneira geral, todo sistema fotovoltaico é composto por pelo menos três seções: a geração, em que a energia solar é convertida em energia elétrica; o controle e condicionamento de potência, no qual a energia é adequada ao tipo de carga; e as cargas, que demandam a energia e são determinantes para todo o dimensionamento do sistema. No caso de sistemas *on-grid*, as cargas também estão conectadas à rede de distribuição, e sistemas autônomos também possuem a seção de armazenamento de energia, responsável por suprir a demanda da carga quando não há geração ou esta é insuficiente, conforme representado na Figura 1.

Figura 1 - Principais seções de um sistema fotovoltaico.



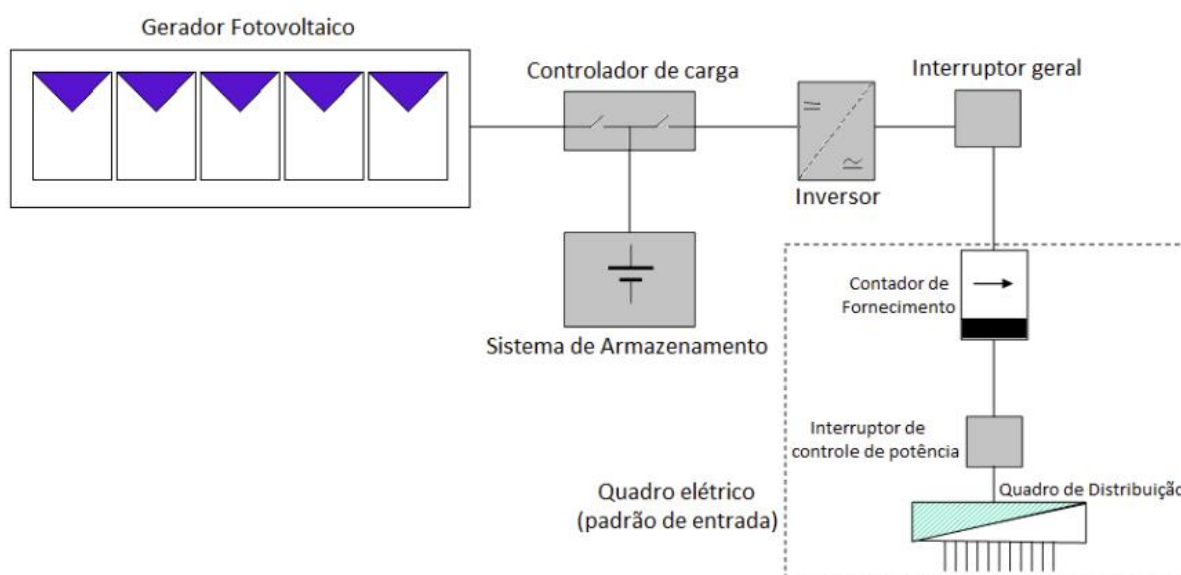
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os sistemas autônomos são assim denominados por não precisarem estar conectados à rede elétrica de distribuição para suprir a energia demandada pelas cargas, uma vez que geram toda esta energia e a disponibilizam sempre que for requerido. Para isso, necessitam não apenas de uma quantidade adequada de módulos fotovoltaicos, mas também de acumuladores de energia (baterias), que permitem que as cargas sejam ligadas mesmo no período da noite, em que não há irradiação solar. As baterias também garantem a disponibilidade da energia durante o dia nos períodos de baixa irradiação e/ou de intermitência na geração, suprimindo às cargas a

energia que o gerador fotovoltaico não consegue gerar no momento. Nos períodos de melhor irradiação, o gerador fotovoltaico tanto supre as cargas como também carrega as baterias.

Sistemas autônomos podem ser configurados de modo a fornecerem tanto energia contínua como energia alternada, neste último caso sendo necessário a utilização de inversor. Para regular o fluxo de energia entre o gerador, as baterias e as cargas, é necessário uso de controladores de carga. A Figura 2 exibe um esquema geral partindo do quadro de distribuição de energia com as conexões entre os principais elementos dos sistemas fotovoltaicos autônomos supracitados.

Figura 2 - Esquema de um sistema fotovoltaico autônomo.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O uso de baterias por parte dos sistemas autônomos representa um custo fixo de manutenção e substituição das baterias pelo seu curto tempo de vida útil. Além disso, o descarte das baterias utilizadas representa um problema ecológico pela agressão que os elementos químicos da bateria podem causar ao meio ambiente.

Nos sistemas conectados à rede o sistema de distribuição faz o papel dos acumuladores de energia, suprimindo a energia demandada sempre que a geração estiver abaixo do necessário, o que também acontece no período da noite. O proprietário do sistema fotovoltaico continua sendo cliente da concessionária e se torna participante do sistema de compensação de energia, que será discutido em mais detalhes na próxima seção. Desta forma, o sistema fotovoltaico é dimensionado para gerar, durante o dia, a energia equivalente ao consumo total, diário e noturno, das cargas. Desta forma, a energia excedente (não consumida pelas cargas durante o

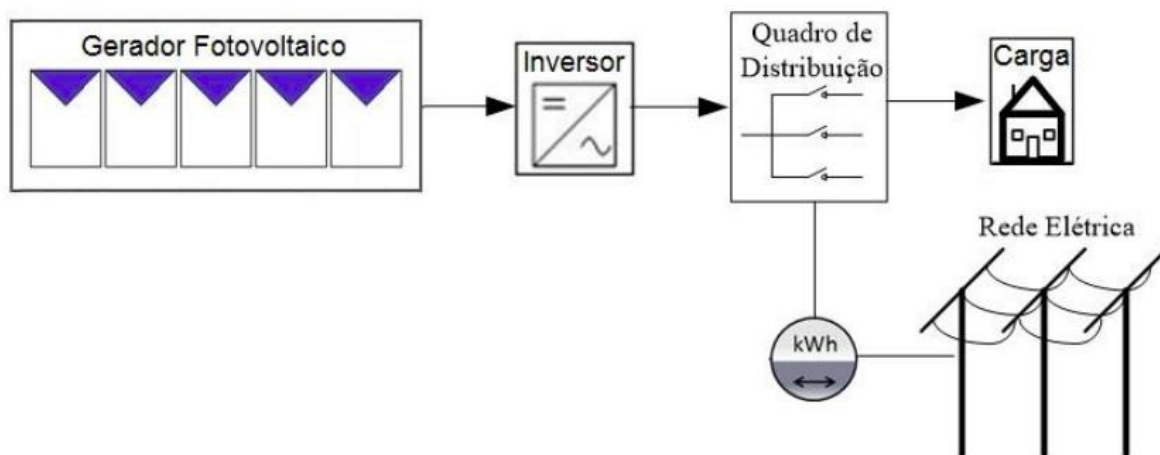
dia) é injetada na rede e contabilizada pelo medidor de energia, de tal forma que, ao fim do faturamento, o cliente pagará a subtração entre a energia consumida e a energia injetada, sendo cobrado, no mínimo, o custo de disponibilidade.

Em comparação aos sistemas autônomos, os sistemas conectados à rede possuem a vantagem de poder aplicar os benefícios da energia solar a outras unidades consumidoras que não possuem qualquer conexão elétrica com o sistema fotovoltaico, pois podem incluí-las no sistema de compensação, contanto que também estejam conectadas ao sistema de distribuição da mesma concessionária. Além disso, quando a diferença entre energia injetada e consumida é positiva, é gerado um crédito de energia que pode ser utilizado em até 60 meses, abatendo o consumo em outros faturamentos, o que é bastante conveniente, uma vez que a geração do sistema solar não é a mesma em diferentes períodos do ano.

De fato, não há autonomia nos sistemas conectados à rede, pois, quando há falha na rede ou uma manutenção programada pela concessionária nas proximidades, a usina é desconectada automaticamente do sistema de distribuição com o fim de garantir a desenergização da rede. Esta operação é chamada de proteção anti-ilhamento e é importante para a segurança dos operadores e das unidades consumidoras adjacentes.

A Figura 3 apresenta um esquema de conexão dos diversos elementos de um sistema fotovoltaico conectado à rede, na qual pode-se observar, além do gerador e do inversor, o quadro de distribuição no qual o sistema de geração é conectado a carga e o ponto de conexão com a rede elétrica, além da medição bidirecional de energia que permite determinar a energia que o sistema injeta na rede e a energia consumida pela carga.

Figura 3 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (on-grid).



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O Sistema de Compensação de Energia é definido pela Resolução Normativa (REN) 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (alterada pela REN 687/2015) como “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012). As usinas fotovoltaicas que aderem ao sistema de compensação estão classificadas em micro ou minigeração distribuída, conforme o nível de potência:

Microgeração Distribuída: potência instalada menor ou igual a 75 kW;

Minigeração Distribuída: potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Para estes dois tipos de classificação de geração, há aspectos específicos das normas quanto à tarifação, exigências da instalação, prazos de tramitação, entre outros.

Considerando o sistema de compensação de energia, o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) deve ser projetado para atender o consumo total da unidade consumidora (UC), gerando a energia equivalente ao consumo diário acrescido do consumo noturno. Desta forma, durante o dia, a usina gera uma quantidade de energia que não é consumida (excedente), mas é injetada na rede e contabilizada. Durante a noite, ou em períodos do dia em que o sistema não consegue gerar a energia suficiente, a UC consome a energia disponibilizada pela concessionária. Ao fim do faturamento da concessionária, a energia consumida é subtraída pela energia injetada e o cliente pode chegar a pagar o valor mínimo, que é o custo de disponibilidade. Este custo de disponibilidade é definido pela Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, que estabelece os seguintes valores, de acordo com o tipo de rede da UC:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;

II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou

III – 100 kWh, se trifásico.

Para ser capaz de medir tanto o que a UC consome como o que ela injeta na rede da concessionária, é instalado um medidor de energia bidirecional no ato da conexão do sistema fotovoltaico à rede. Os créditos de energia contabilizados pela injeção na rede podem ser utilizados em até 60 meses, o que é bastante conveniente, considerando que a geração de energia de um sistema fotovoltaico não é constante ao longo do ano. Desta forma, os créditos gerados em meses com maior irradiação serão utilizados para compensar o consumo nos meses em que o sistema foi incapaz de gerar toda a energia demandada pela UC.

Ao aderir ao sistema de compensação de energia, a UC na qual o sistema fotovoltaico está instalado passa a usufruir dos benefícios do sistema automaticamente, respeitados os prazos de tramitação da solicitação de acesso ao sistema. No entanto, também há a possibilidade de compartilhar os benefícios dessa adesão com outras UCs, nas seguintes modalidades, definidas pela REN 482/2012:

Autoconsumo remoto: os créditos de energia podem ser distribuídos para mais de uma unidade consumidora, contanto que pertençam a uma mesma Pessoa Física ou Jurídica. Desta forma, todas as UCs devem ter sua titularidade alterada para o nome do acessante. Nesta modalidade, um sistema instalado em uma unidade resulta em descontos no pagamento da fatura da própria unidade e também de outras.

Geração compartilhada: Diferentes consumidores se associam por meio de consórcio (no caso de pessoas físicas e/ou jurídicas) ou cooperativa (no caso de pessoas físicas). Eles dividem entre si os créditos de energia gerados por uma das unidades consumidoras participantes do grupo, em comum acordo. Não há a necessidade de colocar todas as UCs sob uma mesma titularidade.

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: empreendimentos como condomínios ou prédios residenciais, nos quais os créditos provenientes da geração de energia são compartilhados entre as diversas unidades consumidoras que estão sob a responsabilidade do empreendimento.

O sistema de compensação de energia, portanto, mostra-se uma opção economicamente vantajosa para os consumidores de energia, pois é possível diminuir consideravelmente o valor de suas faturas. Considerando esta redução após a instalação da usina, em cerca de 4 a 7 anos o custo de instalação terá sido compensado. Uma vez que a vida útil de uma usina fotovoltaica é de cerca de 25 anos, todos os anos seguintes serão de economia, o que revela quão vantajoso é o investimento em um sistema fotovoltaico conectado à rede.

2.2 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO *ON-GRID*

Nesta seção, são descritos os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede, seus princípios de funcionamento e aplicações. São considerados os aspectos relevantes para a compreensão da sua função dentro do sistema, sendo dado destaque aos elementos mais importantes para fins de dimensionamento.

2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são o principal componente do sistema, sendo responsáveis por captar a energia luminosa proveniente do sol e transformá-la em energia elétrica. Um exemplo de Módulo Fotovoltaico é exposto na Figura 4.

Figura 4 - Módulo fotovoltaico.



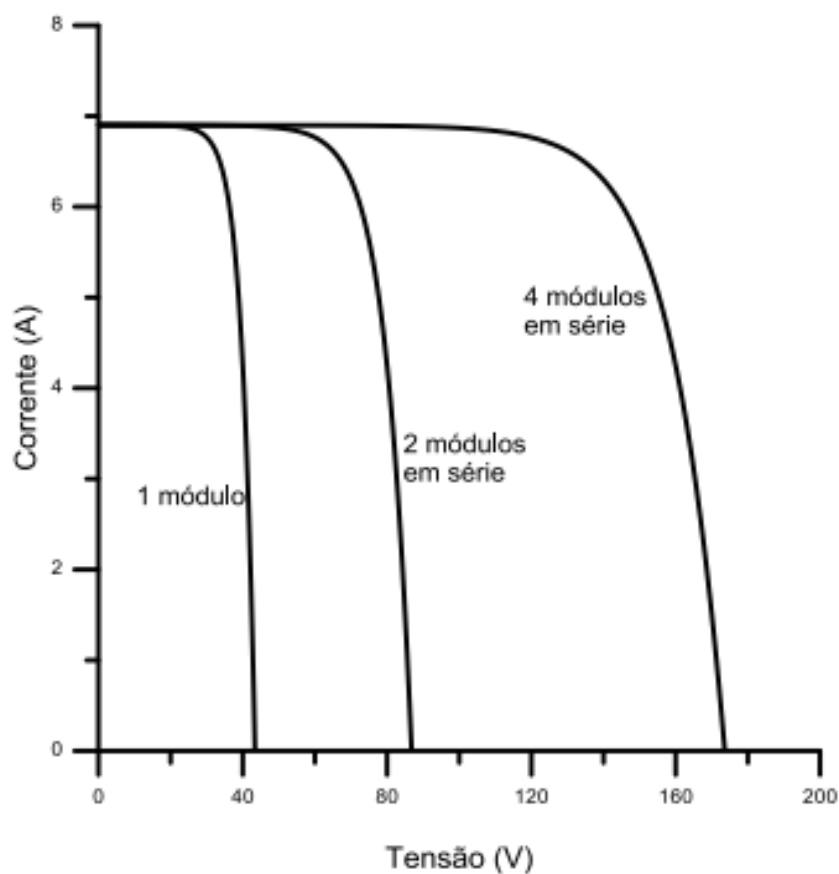
Fonte: PHB (2021).

O módulo fotovoltaico, também chamado de painel fotovoltaico, é composto por diversas células fotovoltaicas agrupadas em série e em paralelo de maneira a obter as características elétricas desejadas para o módulo como um todo. As células fotovoltaicas, por sua vez, são a unidade de geração do painel, sendo produzidas com material semicondutor dopado, geralmente silício monocristalino ou policristalino. Outras tecnologias também são utilizadas na produção de células fotovoltaicas, como silício amorfo, silício microcristalino, filmes finos, entre outras, cada uma com sua respectiva eficiência de conversão, sendo as células de multijunção aquelas que obtêm maior eficiência, alcançando até 37,7% (PINHO E GALDINO, 2014). No entanto, as células de silício monocristalino e policristalino dominam o mercado em virtude de possuírem melhor relação entre custo e eficiência, apesar de obterem eficiência que gira em torno de 20%.

O modelo elétrico dos módulos é de uma fonte de corrente com uma resistência série e outra em paralelo. Eles podem ser associados em série ou em paralelo, de maneira a obter a corrente e tensão desejadas, cujos comportamentos das curvas I-V desses dois tipos de associação estão apresentados nas Figuras 5 e 6. Como observa-se nas figuras, módulos

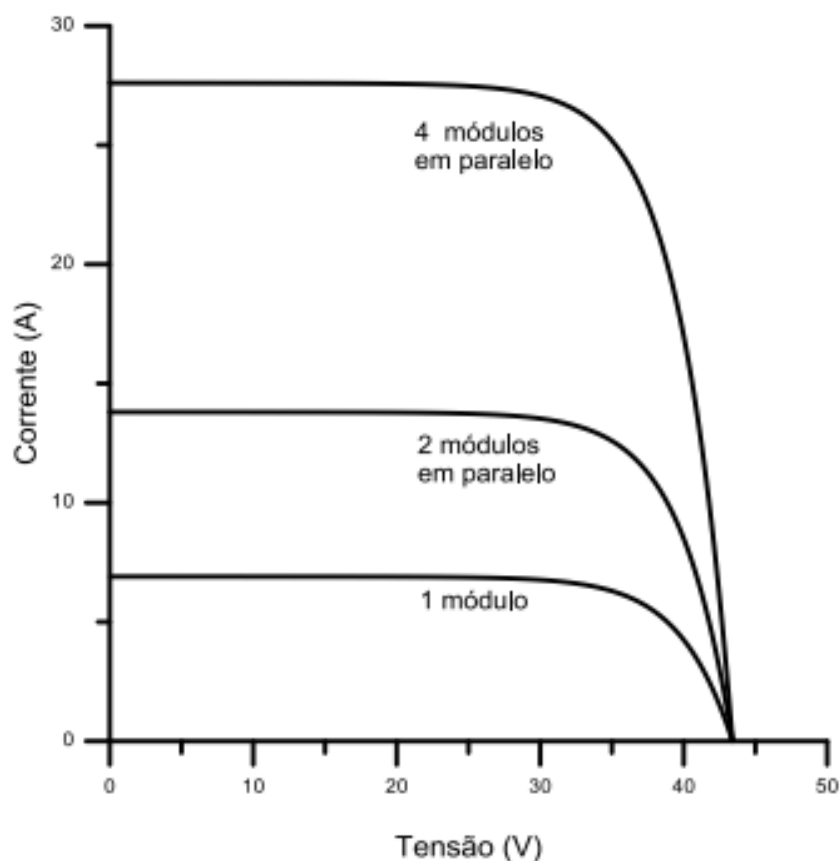
associados em série possuem o mesmo valor de corrente e a tensão da *string* é a soma das tensões individuais de cada módulo. Por sua vez, módulos associados em paralelo possuem a mesma tensão e contribuem cada um com uma parcela de corrente, resultando na corrente total da *string*.

Figura 5 - Curva I-V de módulos associados em série.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 6 - Curva I-V de módulos associados em paralelo.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.2.2 Estrutura de suporte para os módulos

Para que os sistemas fotovoltaicos possam ser instalados, quer nos telhados das unidades consumidoras quer em solo, faz-se necessário o uso de estrutura de suporte que garanta a sustentação e o posicionamento adequado dos módulos. Essa estrutura deve levar o aterramento do sistema às partes metálicas do módulo e também ser capaz de suportar sobre si o peso de cada módulo, fixando-o na direção e inclinação desejada. A seguir são descritos os principais elementos das estruturas de sustentação:

Trilhos: estrutura metálica disposta sobre o telhado onde os módulos são diretamente posicionados. São produzidos em diversos comprimentos e devem ser combinados de maneira conveniente a acomodar todos os módulos do sistema. Emendas de perfil são utilizadas para unir trilhos menores e formar um trilho maior, e são utilizadas duas fileiras de trilhos para cada fileira de módulos.

Hooks: são parafusos que prendem os trilhos à estrutura do telhado, podem ser de vários modelos, um para cada tipo de telhado. Existem hooks para telhas de fibrocimento, telhas cerâmicas, telhas metálicas, entre outros. A quantidade de hooks deve ser calculada adequadamente para que nenhuma seção do trilho sofra um esforço acima do devido e venha a ser danificada.

Grampos de aterramento: são os grampos que unem diretamente o cabo de aterramento a cada linha de trilho da instalação. Quando uma linha de trilho é composta por vários trilhos unidos por emendas, também são utilizados *jumpers* de aterramento que fazem a conexão elétrica entre os trilhos, conectando-os ao aterramento.

Grampos intermediários: os grampos intermediários, também conhecidos como *interclamps*, são peças que unem módulos adjacentes, fixando-os pela moldura, e fazem conexão elétrica entre as estruturas metálicas dos módulos, conectando-os ao aterramento por meio dos trilhos.

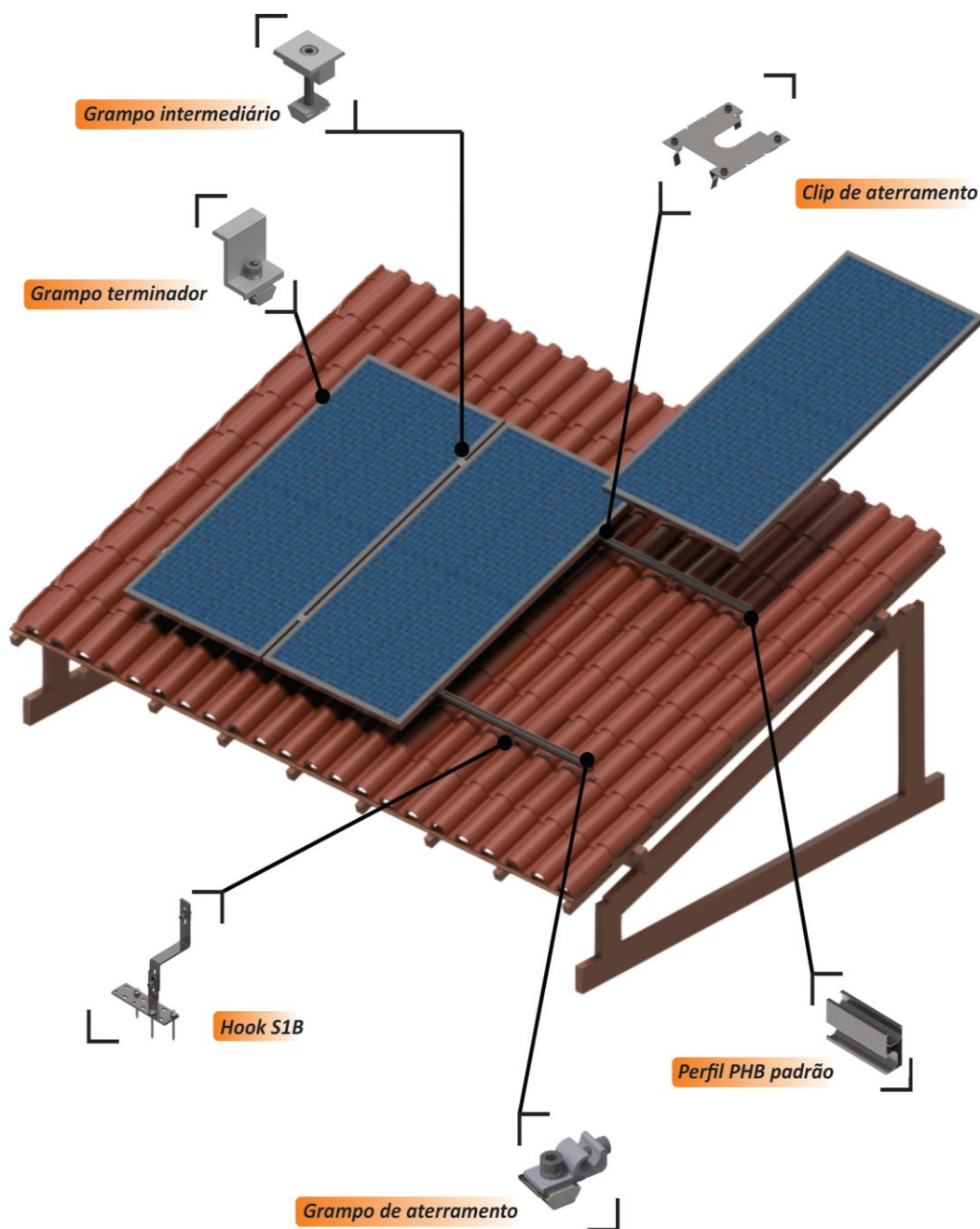
Grampos terminadores: semelhante aos grampos intermediários, os grampos terminadores, também conhecidos como *end clamps*, fazem conexão entre a moldura do módulo e o trilho que está conectado ao aterramento. Os grampos terminadores, porém, são os grampos utilizados apenas no primeiro e no último módulo de cada fileira do sistema fotovoltaico.

Clips de Aterramento: são peças metálicas que causam uma pequena ranhura nos trilhos e nas molduras dos módulos para assegurar a conexão elétrica entre essas duas partes, garantindo o aterramento da estrutura, e são utilizados em conjunto com os grampos intermediários.

Eletrodutos e Cabeação: os cabos utilizados no sistema fotovoltaico contém proteção dupla, contendo isolamento elétrica e também proteção contra os raios solares, evitando o ressecamento.

A fim de exemplificar o emprego de alguns dos principais elementos das estruturas de sustentação dos sistemas fotovoltaicos, a Figura 7 ilustra a estrutura de sustentação dos módulos no caso de um telhado cerâmico.

Figura 7 - Estrutura de sustentação.

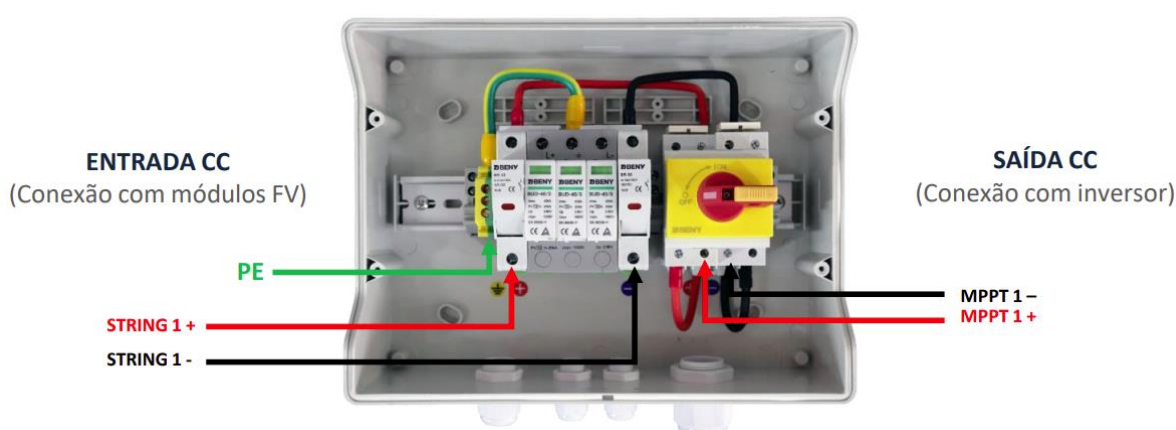


Fonte: PHB (2021).

2.2.3 String box

A energia elétrica que é gerada nos módulos é conduzida pelos cabos a este elemento para que os módulos que estão associados (*strings*) recebam a devida proteção elétrica e sejam conectados adequadamente às entradas dos MPPTs (*maximum power point tracker*, seguidor do ponto de potência máxima - SPPM em português) do inversor, conduzindo a energia ao restante do sistema, conforme ilustrado pelo modelo de *String Box* exibido na Figura 8.

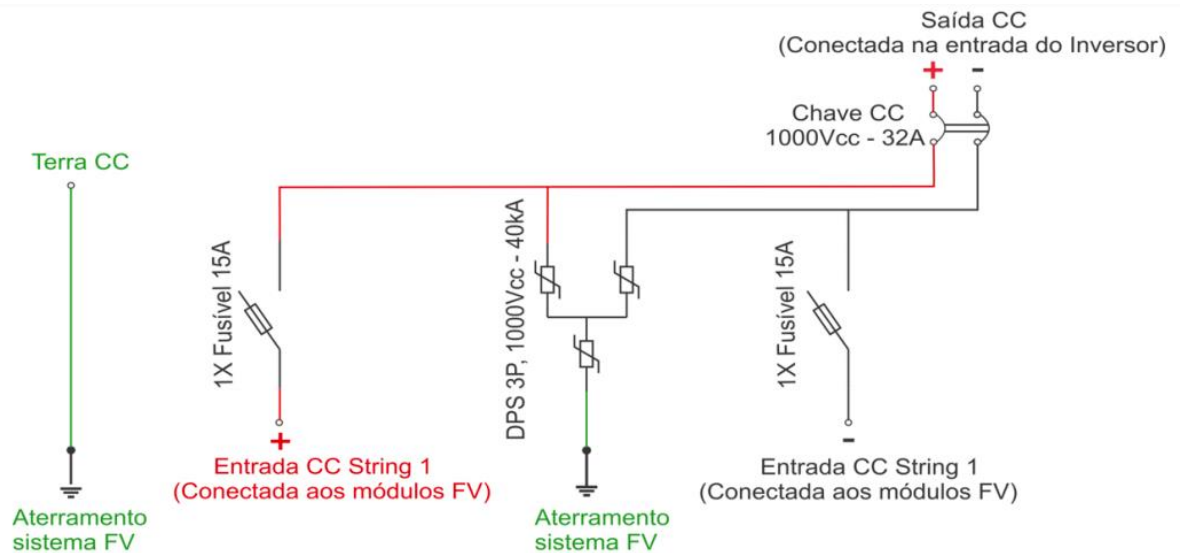
Figura 8 - String Box PHB modelo STB01.



Fonte: PHB (2021).

Além das conexões de entradas e saídas para cada *string*, na Figura 9 podemos observar que a *String Box* também possui: um dispositivo de seccionamento (chave CC) que é capaz de isolar os módulos fotovoltaicos do restante do sistema, possibilitando a manutenção ou outras operações; um dispositivo de proteção de sobrecorrente (fusível), que protege o sistema fotovoltaico, principalmente o inversor, de correntes muito elevadas, o que danificaria seu funcionamento; e também um dispositivo de proteção contra surtos (DPS), garantindo que caso o sistema seja atingido por uma corrente decorrente de uma descarga atmosférica, os danos sejam minimizados. Além disso, destaca-se que alguns inversores já vêm com *String Box* integrada, o que representa uma redução no custo do sistema, na área e no tempo de instalação.

Figura 9 - Esquema elétrico da String Box PHB STB01.

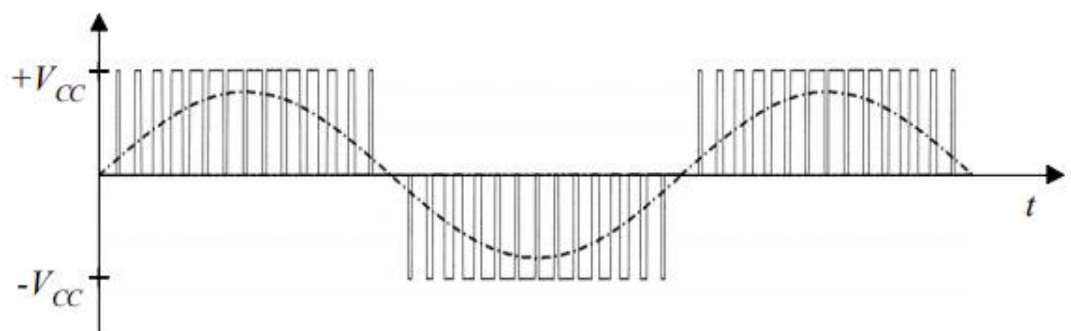


Fonte: PHB (2021).

2.2.4 Inversor

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o inversor realiza a conversão da energia em corrente contínua gerada pelas placas para corrente alternada, para que possa ser utilizada pelas cargas ou injetada na rede da concessionária. Para isso, os inversores modernos utilizam a tecnologia PWM (modulação por largura de pulso, *pulse width modulation* em inglês) para simular uma saída de tensão senoidal equivalente à tensão senoidal da rede, como exibido na Figura 10. Para tanto, utilizam-se dispositivos de comutação de estado sólido para realizar o controle da largura de cada pulso de tensão, sendo que quanto maior a largura do pulso, maior é a tensão média entregue, de tal maneira que o efeito final é equivalente à uma tensão senoidal.

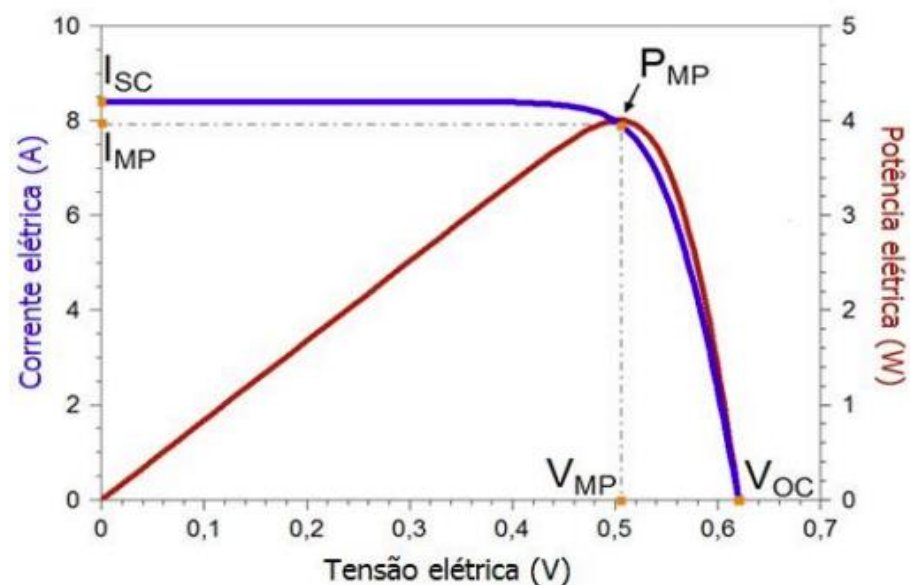
Figura 10 - Modulação por largura de pulso (PWM).



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Uma vez que as características elétricas dos geradores fotovoltaicos se comportam conforme a curva I-V é conveniente ao sistema procurar atuar no ponto de maior potência possível. Este ponto sofre variação em função das condições externas às quais o sistema está exposto, como temperatura e irradiância. Neste sentido, a maioria dos inversores são dotados de MPPT (*maximum power point tracker*, seguidor do ponto de potência máxima - SPPM em português), um dispositivo capaz de otimizar o ponto de operação dos módulos, elevando a geração de energia do sistema. Desta forma, o MPPT atua sobre a curva I-V das *strings* com a finalidade de alcançar o ponto de máxima potência (P_{mp}) desta curva e, consequentemente, obter a maior potência de operação, conforme ilustrado na Figura 11. Nesta figura pode-se observar que o ponto de máxima potência é determinado pela multiplicação entre a corrente de máxima potência (I_{mp}) e a tensão de máxima potência (V_{mp}). A corrente de máxima potência, no entanto, não é o maior valor de corrente que o módulo ou a *string* podem obter, mas este valor é determinado pela corrente de curto circuito (I_{sc}), segundo a qual a tensão de operação é nula. Quando o módulo ou *string* são desconectados e a corrente é interrompida, a operação é em circuito aberto, em que a corrente é nula e obtém-se o maior valor de tensão, a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Os valores de I_{sc} e V_{oc} são importantes aspectos dos geradores fotovoltaicos, que devem ser levados em consideração ao se escolher qual inversor utilizar para uma determinada configuração do sistema. Mais detalhes sobre o dimensionamento de inversores serão fornecidos na seção 2.2.

Figura 11 - Ponto de máxima potência (P_{mp}) na curva I-V.



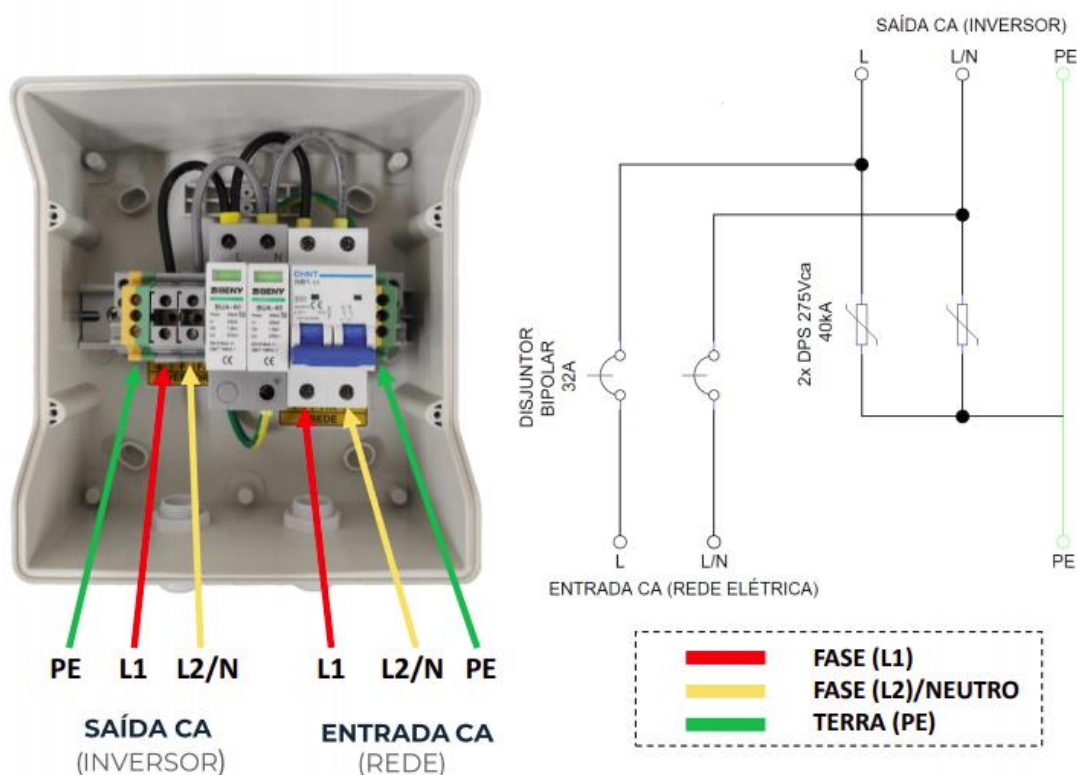
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

As *strings* conectadas ao MPPT do inversor devem estar sob as mesmas condições de instalação para que a otimização do ponto de operação seja de fato eficiente, pois *strings* em condições diferentes recebem irradiação diferente e possuem pontos de máxima potência diferente. Quanto maior a quantidade de MPPTs disponíveis em um inversor, maior será a flexibilidade na disposição em que os módulos serão instalados, pois cada *string* conectada ao seu MPPT terá seu ponto de operação otimizado de maneira específica.

2.2.5 Quadro de distribuição CA

Antes da energia elétrica ser consumida ou injetada na rede elétrica, o Quadro de Distribuição CA fornece a devida proteção elétrica e promove a interface de conexão entre os circuitos. Ele é conectado ao sistema logo após a saída do inversor fotovoltaico e, como exibido na Figura 12, é composto por dispositivo de proteção contra sobrecorrente (disjuntor) e dispositivo de proteção contra surtos (DPS).

Figura 12 - Quadro de distribuição CA modelo QDCA/85 da empresa PHB.



Fonte: PHB (2021).

2.3 DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA

2.3.1 Potência instalada do sistema fotovoltaico

No projeto de uma usina fotovoltaica (UFV) um ponto fundamental consiste no estudo e definição da quantidade de módulos e no tipo de placas a serem instaladas. São elas que determinam a potência instalada do sistema, a potência do inversor, o arranjo que será utilizado de maneira a atender às faixas de funcionamento do inversor e a estrutura que irá comportá-las.

2.3.1.1 Análise de consumo

O requisito principal ao qual as placas de um sistema fotovoltaico *on-grid* devem atender é uma geração de energia suficiente para compensar a energia elétrica consumida na unidade consumidora em que está instalada, logo conhecer o comportamento de consumo da unidade é essencial. As concessionárias disponibilizam o histórico de consumo do cliente, o qual deve ser submetido a análise, podendo ser considerado o consumo médio ou também outros parâmetros, como o desvio padrão do consumo e a média móvel. Como o comportamento de consumo do cliente muda ao longo do ano, o desvio padrão revela a faixa dentro da qual este consumo varia, possibilitando um dimensionamento que considera os possíveis picos de consumo, o que se faz mais pertinente ao considerar que a geração também não é contínua ao longo do ano. A média móvel permite analisar de maneira mais objetiva a tendência de crescimento ou de redução no consumo e pode fornecer informações relevantes para a indicação de uma possível ampliação futura do sistema. Caso sejam considerados apenas os valores absolutos do histórico de consumo, sem levar em conta a tendência dos meses mais recentes à análise, a potência calculada poderá estar sobre ou subdimensionada, portanto o consumo considerado ao final deverá levar em conta um ou mais desses parâmetros.

2.3.1.2 Análise da fonte solar

A fonte da energia fotovoltaica é a radiação solar, portanto precisa-se obter dados de radiação para a região de instalação, os quais podem ser adquiridos por meio de alguns sites gratuitamente, como o *Global Solar Atlas*, que disponibiliza dados de radiação de todo o planeta. Uma outra ferramenta é o aplicativo Potencial Solar - Sun Data 3.0 (CRESESB, 2018), que disponibiliza a radiação ao longo de todo o ano para a coordenada geográfica do local

desejado. Também podem ser utilizados aplicativos de análise solarimétrica como o Solarius ou PVSyst, que além de fornecerem dados de irradiação, também levam em consideração o sombreamento na instalação. Por meio dessas ferramentas podem ser obtidos os valores de irradiância (potência por unidade de área), que é um valor instantâneo, podendo ser utilizado o valor médio, assim como o de irradiação (energia por unidade de área por unidade de tempo), que considera um período de tempo para ser obtido.

Um outro parâmetro que pode ser utilizado para análise da fonte solar é a quantidade horas de sol pleno (HSP), a qual expressa a quantidade média de horas do dia em que a irradiância pode ser considerada no valor de 1000 kW/m². Conhecendo as horas de sol pleno de uma localidade, é possível obter a irradiação diária (medida em kWh/m²) e obter a geração de energia de cada módulo durante o dia, assim calcular a quantidade de módulos necessários para atender a necessidade de consumo.

Um importante parâmetro que indica a capacidade de geração de um sistema fotovoltaico em determinada região é o aproveitamento (*potential*), também chamado de produtividade, que expressa a quantidade de energia gerada por unidade de potência instalada ao longo de um período de tempo. O aproveitamento geralmente é expresso em kWh/kWp/ano ou em kWh/kWp/dia e segundo dados de 2021 do Global Solar Atlas (GLOBAL, 2021), o aproveitamento médio no Brasil é de 4,404 kWh/kWp/dia. Utilizando este dado juntamente com a análise de consumo, pode-se obter a potência instalada necessária para atender a necessidade de consumo da unidade consumidora. É importante destacar que este valor é médio e aplicável a módulos de silício em inclinação ótima e sob nenhum efeito de sombreamento, e consequentemente em situações diversas deve ser considerado um valor de aproveitamento inferior ou mesmo superior.

2.3.1.3 Quantidade de módulos fotovoltaicos

Tendo sido realizada a análise de consumo e a avaliação do recurso solar, pode-se calcular a potência instalada necessária, a qual levará a definição da quantidade de módulos, como mencionado na seção anterior. Para tanto, inicialmente deve-se calcular a energia elétrica produzida diariamente por um módulo. Consultando Camargo (2017), utilizamos a equação (1):

$$E = A \cdot \eta \cdot i \cdot \cos(\theta) \quad (1)$$

em que E é a energia produzida diariamente por um módulo em kWh, A é a área do módulo em m^2 , η é a eficiência do módulo, i é a irradiação diária em kWh/ m^2 /dia, e θ é o ângulo de inclinação da superfície em que a placa está instalada. O ângulo de instalação deve ser, sempre que possível, igual à latitude do local. No entanto, para ângulos que variem em torno de 10° a mais ou a menos, a geração não é muito afetada (PINHO e GALDINO, 2014). Além disso, o módulo deve estar com a face voltada, sempre que possível, em direção ao Norte, caso a usina esteja no hemisfério sul; ou ao Sul, caso a usina esteja no hemisfério Norte.

A quantidade mínima de placas necessárias pode ser calculada da seguinte maneira:

$$N = \frac{C}{30 \cdot E}, \quad (2)$$

em que N é a quantidade de placas, C é o consumo mensal em kWh e E é a energia produzida diariamente por um módulo em kWh, dada pela equação (1). O resultado da equação (2), caso não seja inteiro, deve ser arredondado para o número inteiro subsequente. O consumo utilizado na equação (2) deve ser obtido por meio da análise descrita na seção 2.2.1.2.

Pode-se também utilizar dados de produtividade energética que expressam, para uma determinada localidade, a geração de energia elétrica por unidade de potência instalada ao longo de um período de tempo. Desta forma, possuindo o consumo mensal ou anual, pode-se determinar a potência instalada (P_{inst}) necessária para suprir a necessidade da unidade consumidora:

$$P_i = \frac{A}{12 \cdot C} \quad (3)$$

em que P_i é a potência instalada mínima do sistema, A é o aproveitamento em kWh/kWp/ano e C é o consumo médio mensal em kWh.

Para saber a quantidade de placas, basta dividir pela potência de pico (nominal) da placa, conforme equação (4).

$$N = \frac{P_i}{P_m}, \quad (4)$$

em que N é a quantidade de placas, P_i é a potência instalada dada pela equação (3), e P_m é a potência nominal das placas.

2.3.2 Arranjo dos painéis

Um fator importante a ser considerado na hora de decidir qual configuração iremos utilizar é a limitação da entrada do inversor. Cada inversor possui um valor máximo de tensão e corrente suportadas, as quais devem ser respeitadas a fim de garantir a segurança da instalação e o correto funcionamento do inversor.

A quantidade de módulos em série e em paralelo está entre valores determinados pelas equações abaixo, segundo Pinho e Galdino (2014):

$$V_{inv,min} / V_{oc,painel} < N_{série} < V_{inv,máx} / V_{oc,painel} \quad (5)$$

$$S_{paralelo} < I_{inv} / I_{sc,módulo} \quad (6)$$

em que $N_{série}$ e $S_{paralelo}$ são os números de módulos em série e o número de *strings* em paralelo, respectivamente; $V_{inv,min}$, $V_{inv,máx}$, $V_{oc,painel}$, I_{inv} , $I_{sc,módulo}$ são a tensão mínima e máxima suportadas pela entrada do inversor, a tensão de circuito aberto dos módulos, a corrente de operação do inversor e a corrente de curto circuito dos módulos, respectivamente.

Para obter a quantidade de *strings* em paralelo ($S_{paralelo}$) é considerado apenas o valor de corrente de curto circuito de um único módulo ($I_{sc,módulo}$) porque, quando associados em série, os módulos fornecem o mesmo valor de corrente. São considerados os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{sc}) pois são os maiores valores de tensão e corrente com os quais as placas podem operar, garantindo um dimensionamento seguro. Os valores de V_{oc} e I_{sc} sofrem alteração em função da temperatura relacionados a uma taxa de variação fornecida nos *datasheets* dos módulos, o que deve ser levado em consideração nos cálculos.

Um outro fator limitador na escolha do arranjo é a tensão de funcionamento do MPPT, que geralmente possui uma faixa mais restrita que a faixa de tensão suportada pela entrada do inversor. Desta forma, esta faixa de tensão deve ser considerada para garantir que o inversor consiga maximizar a potência de geração com o funcionamento adequado dos MPPTs. A quantidade máxima de módulos em série por *string* do inversor, considerando a faixa de tensão de operação do MPPT, é dada pela equação (7).

$$V_{mppt,min}/V_{mp} < N_{série} < V_{mppt,máx}/V_{mp} \quad (7)$$

em que $V_{mppt,min}$ e $V_{mppt,máx}$ são os valores inferior e superior da faixa de tensão de operação do MPPT do inversor, respectivamente; V_{mp} é a tensão de máxima potência do módulo; e $N_{série}$ é a quantidade de módulos conectados em série na *string*.

2.3.3 Dimensionamento dos elementos da estrutura de sustentação

O comprimento total dos trilhos depende da quantidade de módulos e da posição que serão instalados (retrato ou paisagem). Considerando que a maioria dos módulos comerciais para instalação em sistemas fotovoltaicos conectados à rede possuem largura de aproximadamente 1 m e comprimento de 2 m, o comprimento total de trilhos é dado por

$$T = 2.Nr + 4.Np \quad (8)$$

em que T é o comprimento dos trilhos, Nr é a quantidade total de módulos na posição retrato, Np é a quantidade de módulos que serão instalados na posição paisagem e $Nr + Np = N$, destacando que N também pode ser obtido conforme apresentado na equação (4).

Os fabricantes fornecem tamanhos pré-definidos de trilhos, sendo encontrados valores típicos de 1,10 m, 2,20 m, 3,15 m e 6,30 m, porém o projetista deve considerar a melhor combinação de trilhos para o sistema em questão e na prática há a possibilidade da serragem de trilhos para obter o tamanho que se deseja.

As emendas são utilizadas para cada união de trilhos e se, por exemplo, forem utilizados 4 trilhos, serão necessárias 3 emendas de perfil. Desta forma, uma vez definidas as posições e medidas dos trilhos, pode-se obter a quantidade de emendas pela equação:

$$Ne = \sum_{i=1}^n S_i - 1 \quad (9)$$

em que Ne é o número de emendas, S_i é o número de trilhos utilizados na linha i , que varia de 1 até n , a quantidade total de linhas de trilhos. Os jumpers de aterramento são utilizados

sempre que houver uma união de trilhos, logo a quantidade jumpers de aterramento é a mesma quantidade de emendas (Ne).

A quantidade de hooks depende do comprimento total do trilho e da distância máxima que será adotada entre hooks. A fabricante PHB recomenda que a distância máxima entre os hooks da instalação seja de 1,5 m e que o balanço (distância entre último hook e a borda do trilho) não seja maior que 0,75 m. Desta forma, a quantidade mínima de hooks é obtida pela equação:

$$h = \sum_{i=1}^n 2 \times Ti / 1,5 \quad (10)$$

em que h é o número de hooks e Ti é o comprimento dos trilhos que estão sobre os módulos da fileira i . No caso de os módulos possuírem largura aproximadamente de 1 m, Ti será igual ao próprio número de módulos em cada fileira. Como h é um número inteiro, caso o resultado da divisão de Ti por 1,5 não seja exato, o valor deve ser arredondado para o número inteiro imediatamente posterior. O fator 2 está presente pelo fato de serem utilizadas duas linhas de trilho para comportar cada módulo.

Em cada linha de trilho deve haver um grampo de aterramento, uma vez que cada fileira de instalação possui duas linhas de trilhos, a quantidade total de grampo de aterramento é dada por:

$$Ga = 2 \times f \quad (11)$$

em que Ga é a quantidade de grampos de aterramento e f é a quantidade de fileiras.

Os grampos terminadores (*endclamps*) são utilizados no início e no fim de cada linha de trilho. Como cada fileira possui duas linhas de trilhos com início e fim, temos que:

$$Gt = 4 \times f \quad (12)$$

em que Gt é a quantidade de grampos terminadores e f é o número de fileiras.

Os grampos intermediários são utilizados na junção de módulos adjacentes, para cada dois módulos adjacentes há uma junção de módulos, ou seja, a quantidade de junções em uma fileira é a quantidade de módulos na fileira menos 1. Em cada junção utilizam-se 2 grampos

intermediários, um em cada trilho. Desta forma, para saber a quantidade total de grampos intermediários, realiza-se o somatório da equação (13), considerando cada fileira:

$$Gi = \sum_{f=1}^n 2 \times (Nf - 1) \quad (13)$$

em que Gi é o número total de grampos intermediários, Nf é o número de módulos na fileira de número f , que varia de 1 a n (o número total de fileiras).

Desenvolvendo o somatório, tem-se que:

$$Gi = \sum_{f=1}^n 2 \times (Nf - 1) = \quad (14)$$

$$2 \times (N1 - 1) + 2 \times (N2 - 1) + \dots + 2 \times (Nn - 1) = \quad (15)$$

$$2N1 - 2 + 2N2 - 2 + \dots + 2Nn - 2 = \quad (16)$$

$$2(N1 + N2 + \dots + Nn) - 2(1 + 1 + \dots + 1) \quad (17)$$

Percebe-se que o primeiro termo entre parênteses refere-se à soma dos números de módulo em cada fileira, resultando no número total de módulos. O segundo termo entre parênteses é um somatório de números “1” para cada fileira do sistema, resultando no número total de fileiras. Desta forma, a equação simplificada para se obter o número de grampos intermediários é:

$$Gi = 2 \times (N - f) \quad (18)$$

em que Gi é o número total de grampos intermediários, N é o número total de módulos do sistema e f é o número de fileiras. A equação (18) é particularmente interessante porque é válida independentemente da disposição dos módulos. Uma mesma quantidade de módulos, com a mesma quantidade de fileiras, sempre terá a mesma quantidade de grampos intermediários, mesmo que haja mudança na quantidade de módulos em fileiras específicas. No máximo, os grampos intermediários serão instalados em posições diferentes devido à mudança

da disposição, mas a quantidade total é fixa. Por fim, a quantidade de clips de aterramento é a mesma de grampos intermediários, uma vez que são utilizados em conjunto.

As equações apresentadas nesta seção foram obtidas empiricamente pelo autor deste trabalho, em parte auxiliado por suas atividades e discussão do tópico em empresa do setor fotovoltaico na qual atua. A Tabela 1 resume as equações para projeto da estrutura de sustentação de um sistema fotovoltaico.

Tabela 1 - Equações para dimensionamento de estrutura de sistema fotovoltaico.

Item	Fórmula
Comprimento dos Trilhos (T)	$T = 2 \cdot Qr + 4 \cdot Qp$ em que Qr é a quantidade de módulos na posição retrato e Qp é a quantidade de módulos na posição paisagem.
Número de emendas (Ne)	$Ne = \sum_{i=1}^n Si - 1$ em que Si é o número de trilhos utilizados em cada linha de trilho i.
Jumper de aterramento (J)	$J = Ne$ em que Ne é o número de emendas.
Número de hooks	$h = T/1,5$ em que T é o comprimento total de trilhos.
Grampo de aterramento (Ga)	$Ga = 2 \times f$ em que f é o número total de fileiras.
Grampos Terminadores - EndClamps (Gt)	$Gt = 4 \times f$ em que f é o número total de fileiras.
Grampos Intermediários - Interclamps (Gi)	$Gi = 2 \times (N - f)$

	em que N é o número total de módulos e f é o número total de fileiras.
Clip de aterramento (Cl)	$Cl = Gi$ em que Gi é o número de grampos intermediários

Fonte: o autor.

2.3.4 Dimensionamento do inversor

O inversor é um dos elementos mais onerosos do sistema fotovoltaico, logo dimensionar corretamente o inversor é importantíssimo tanto para assegurar a confiabilidade e segurança da instalação como para reduzir custos desnecessários.

De uma perspectiva conservadora, a potência do inversor pode ser igual ou maior à potência instalada dos módulos (PINHO E GALDINO, 2014), porém há algumas considerações que podem ser feitas com a finalidade de tornar a escolha do inversor mais economicamente viável. Utilizar um inversor com potência igual à potência instalada não é, necessariamente, a condição de melhor aproveitamento, uma vez que as placas geralmente não obtêm desempenho máximo igual aos dos seus valores nominais e a potência instantânea geralmente está abaixo da potência instalada, o que é agravado nos momentos de baixa irradiação durante o dia. Desta forma, na prática, o inversor estará sendo subutilizado, mas, por outro lado, uma reserva de potência do inversor pode ser útil para futuras expansões do sistema, o que deve ser considerado, se for o caso.

Para obter um melhor uso da capacidade do inversor, deve-se obter a relação entre sua potência e a potência instalada de tal maneira que a energia gerada pelas placas não seja ceifada (caso em que a potência do inversor é muito inferior à potência instalada) e que, ao mesmo tempo, a capacidade do inversor não seja subutilizada. Esta relação é definida como o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), dado pela equação (19).

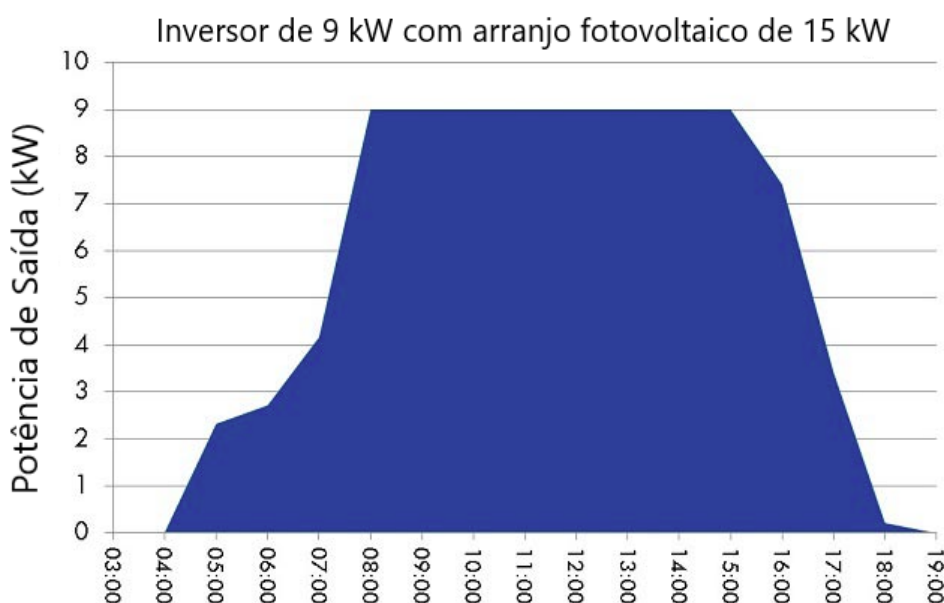
$$FDI = P_{inv} / P_{inst} \quad (19)$$

em que P_{inv} é a potência nominal de saída do inversor e P_{inst} é a potência instalada (de pico) dos módulos do sistema fotovoltaico.

A literatura indica que o FDI recomendado está entre 0,75 e 0,85 (PINHO E GALDINO, 2014), e quando FDI não é levado em consideração, o sistema corre o risco de ser desnecessariamente custoso ou de estar desperdiçando energia.

Na figura 13, é exibida a simulação de geração de energia de um sistema fotovoltaico com $FDI < 0,75$, desta forma, a potência instalada dos módulos é consideravelmente maior que a potência do inversor, de tal forma que, mesmo com os módulos operando abaixo da potência nominal, a potência total instantânea foi maior que a potência de saída do inversor, que ceifou o excedente. Esta é uma situação a ser evitada, na qual a energia gerada pelos módulos está sendo desperdiçada.

Figura 13 - Potência instantânea de um Sistema Fotovoltaico com $FDI = 0,6$.

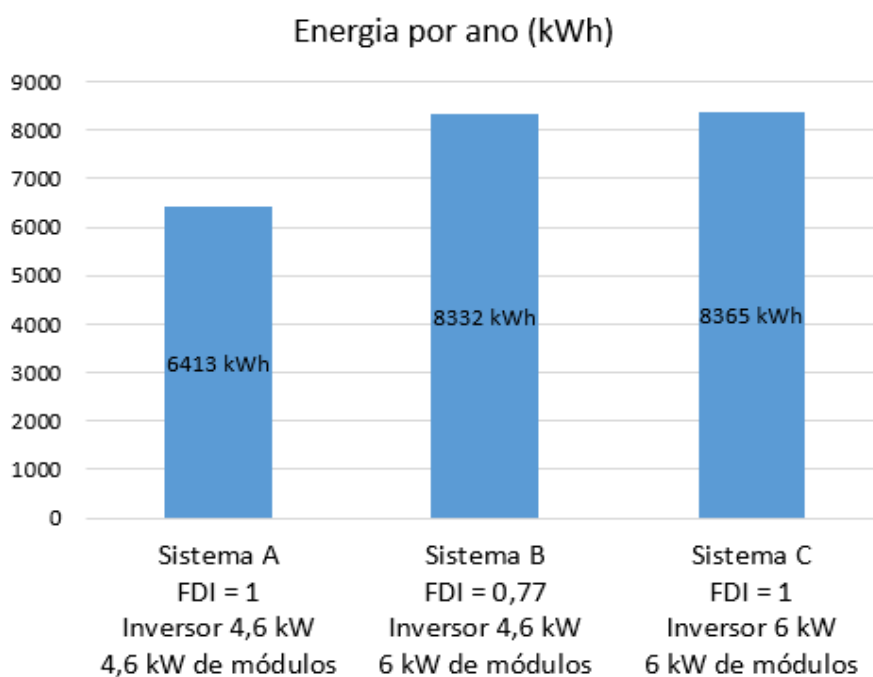


Fonte: adaptada de Portal Solar (2017).

Na Figura 14, apresenta-se a geração de energia ao longo de um ano por sistemas fotovoltaicos com diferentes valores de FDI, por meio da qual observa-se que no sistema A a potência instalada e a potência do inversor são iguais (4,6 kW), portanto tem $FDI = 1$ e este sistema alcançou a geração de 6413 kWh em um ano. Para aumentar a geração, deve-se aumentar a quantidade de placas, o que é feito nos sistemas B e C. No sistema B a potência do inversor se mantém em 4,6 kW com $FDI = 0,77$, e no sistema C a potência do inversor é elevada e o FDI é mantido em 1. Verifica-se que tanto o sistema B como o C alcançaram geração de energia semelhante, mas o sistema C possui um custo maior para sua instalação devido à maior potência do inversor, o que poderia ser evitado ao levar em consideração o Fator de Dimensionamento do Inversor.

Um aspecto que pode dificultar a obtenção de valores de FDI dentro da faixa considerada ideal é a limitação de modelos comerciais dos inversores. Em certas situações, para obter valores de FDI entre 0,75 e 0,85, seria necessário utilizar um número maior de inversores, em que cada um teria FDI ajustado. No entanto, ao aumentar o número de inversores, a quantidade de String Boxes e de QDCAs também irá aumentar, o que representa um maior custo para o projeto. Nestes casos, é mais vantajoso financeiramente utilizar um único inversor com maior potência e, portanto, FDI mais alto.

Figura 14 - Sistemas Fotovoltaicos com diferentes valores de FDI.



Fonte: Portal Solar (2017).

A potência não é o único fator a ser levado em consideração ao dimensionar o inversor, deve-se considerar também sua faixa de tensão de entrada, corrente máxima de entrada, faixa de tensão de operação dos MPPTs, entre outros critérios expostos na seção 2.2.2. Em aspectos práticos, para cada seção do telhado ou superfície de instalação dos módulos, ao menos um MPPT deve ser utilizado, pois ele otimiza o desempenho das *strings* em condições específicas. Desta forma, mesmo quando a potência de saída do inversor é adequada considerando o FDI, a quantidade de MPPTs torna-se um fator limitador, pois agrupar no mesmo MPPT *strings* com diferentes condições de instalação irá prejudicar a produção de energia.

3 INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID

Os módulos fotovoltaicos possuem, em média, a garantia de produtividade em torno de 25 anos de funcionamento (PINHO E GALDINO, 2014), mesmo que com rendimento reduzido, e garantia contra defeitos de fabricação em torno de 5 anos. Da mesma forma, os inversores possuem garantia contra defeito de fabricação em torno de 5 anos, com a possibilidade de estender esta garantia. Sendo assim, espera-se que o sistema fotovoltaico tenha produtividade por um longo período de tempo, ao longo do qual o proprietário terá sido compensado por seu investimento em forma em créditos de energia e poderá desfrutar de maior conforto na utilização da energia elétrica.

De acordo com Papa (2017), a grande maioria dos problemas em sistemas fotovoltaicos ocorrem nos inversores (63%), enquanto a menor parte ocorre nos módulos (10%) ou em outros elementos do sistema (27%). Para garantir o bom funcionamento dos diversos componentes de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede durante seu tempo de vida, é necessário realizar manutenções preventivas periódicas e manutenções corretivas sempre que necessário. Algumas práticas são necessárias durante as manutenções preventivas e corretivas para garantir a segurança dos operadores do sistema. Neste contexto, a seguir são destacadas algumas boas práticas gerais com respeito aos operadores da manutenção; logo após, são descritas as manutenções que devem ser realizadas nos componentes do SFCR.

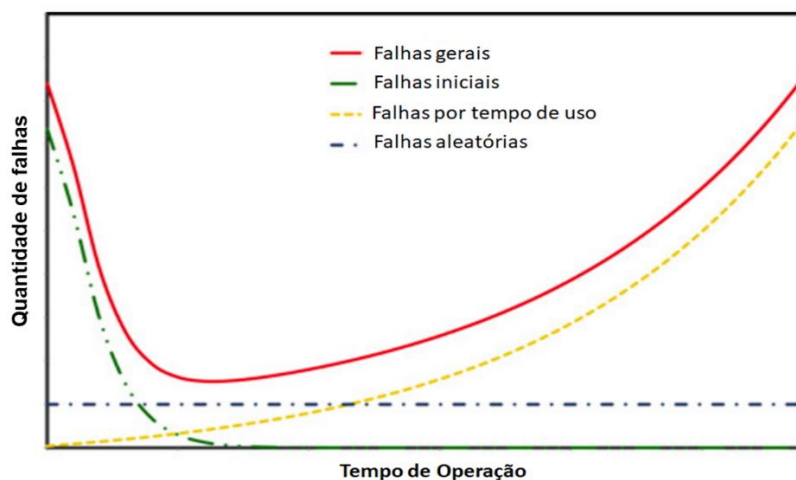
Perdue e Gottschalg (2015), na revista IET (*The Institution of Engineering and Technology*), apresentam os três principais tipos de falhas técnicas que acometem os sistemas fotovoltaicos, expostas na Figura 15, a saber, as falhas iniciais, falhas por tempo de uso e falhas aleatórias.

As falhas iniciais (representadas pela linha tracejada em verde) são as que ocorrem logo ao início da instalação do sistema, geralmente pela má manipulação dos equipamentos e componentes durante o transporte ou instalação, erros de projeto, ou defeitos de fabricação que se tornam perceptíveis no momento da instalação ou pouco tempo depois, ao acompanhar o desempenho de geração de energia, e desta forma, por definição, as falhas iniciais vão a zero com o tempo, como exposto no gráfico.

Por sua vez, as falhas aleatórias (linha tracejada em azul) têm a mesma probabilidade de ocorrer em qualquer momento durante a operação do sistema fotovoltaico e são causadas por fatores externos que afetam o sistema. Por fim, as falhas por tempo de uso (linha em amarelo) aumentam consideravelmente à medida que o tempo passa devido ao desgaste dos

equipamentos e espera-se que sejam mais recentes a partir da segunda metade do tempo de vida médio do sistema.

Figura 15 - Número de falhas ao longo do tempo de operação de um sistema fotovoltaico.



Fonte: adaptado de Perdue e Gottschalg (2015).

Considerando o somatório desses comportamentos, vê-se que a probabilidade de um sistema fotovoltaico sofrer alguma falha (linha em vermelho) é alta no início da instalação, passa por um período com baixa probabilidade de ocorrência, e depois cresce consideravelmente a partir da segunda metade do tempo de vida do sistema, nunca sendo nula, uma vez que falhas aleatórias podem ocorrer a qualquer momento. As curvas da Figura 15 têm o propósito de expor o comportamento típico de cada tipo de falha, sem considerar valores numéricos, e apresentam tendências observadas em vários sistemas fotovoltaicos. A quantidade real de falhas depende de diversos fatores, como ambiente de instalação, projeto do sistema, especificações dos equipamentos, qualidade da instalação, frequência de manutenções, entre outros.

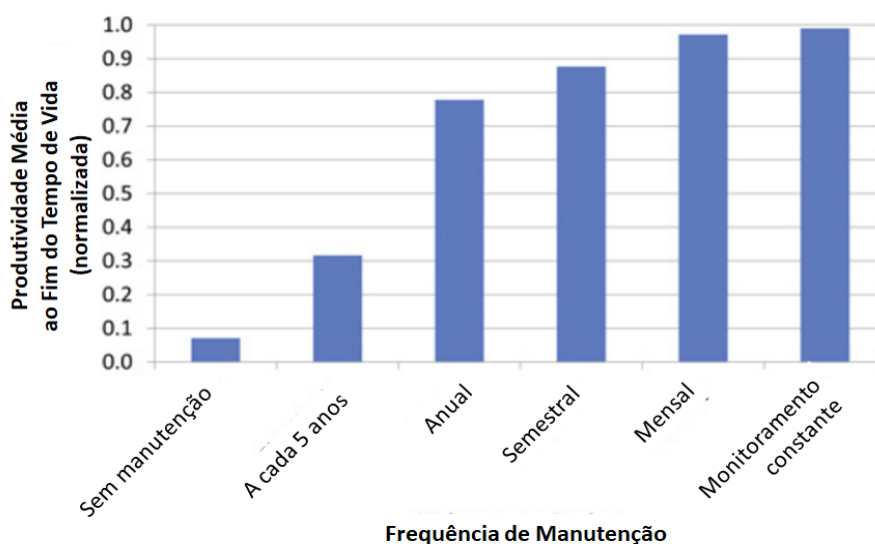
Considerando as informações contidas na Figura 15, percebe-se a importância das manutenções preventivas com o fim de prolongar, tanto quanto possível, o tempo de produtividade do sistema, assim como a importância da inspeção e comissionamento, que são realizados logo no início da instalação, necessários para identificar as falhas iniciais. Por sua vez, o monitoramento contínuo do sistema permite identificar quaisquer tipos de falhas, indicando a necessidade de intervenção, o que é importante para minimizar o efeito das falhas e preservar o bom estado dos equipamentos.

Quanto à frequência de manutenção, deve-se considerar que alguns elementos necessitam de manutenção com maior frequência do que outros e que, quanto mais frequente

for o monitoramento do sistema, melhor será o acompanhamento e a probabilidade de eventuais falhas serem sanadas sem prejudicar os demais componentes. Perdue e Gottschalg (2015) simulam a produtividade de sistemas fotovoltaicos ao fim do seu tempo de vida, considerando a frequência de manutenções a que foram submetidos, e apresenta os dados obtidos conforme exposto na Figura 16. É importante destacar que os dados apresentados foram obtidos por simulações que se baseiam, como os autores explicam, em dados estatísticos reais limitados, assim como aproximações que levam os resultados a valores, em alguns casos, pouco realistas.

Segundo estes dados, um sistema fotovoltaico que não foi submetido a qualquer tipo de manutenção, ao fim de sua vida útil produzirá, em média, menos de 10% da energia por unidade de potência que era capaz de produzir após seu início de operação. Caso passe por manutenções a cada 5 anos, será capaz de produzir pouco mais do que 30% da sua produtividade inicial. A situação melhora com uma frequência de manutenção anual (próximo de 80% da produtividade inicial ao fim do tempo de vida) ou mensal (mais que 90% de produtividade). Caso o monitoramento seja constante ou rigoroso, a produtividade praticamente não sofrerá perdas, mantendo-se entre 90% e 100% da sua produtividade original. É importante enfatizar que, neste caso, os autores utilizaram a suposição de que cada falha será resolvida instantaneamente, além de adotarem como requisito a substituição de itens com menor tempo de vida que os módulos, como o inversor. Ainda assim, essa análise evidencia que o sistema de monitoramento da usina cumpre um papel fundamental, possibilitando que falhas sejam rapidamente identificadas e tratadas, preservando a produtividade do sistema ao longo do tempo.

Figura 16 - Produtividade ao fim do tempo de vida de um SFV em função da frequência de manutenção.



Fonte: adaptado de Perdue e Gottschalg (2015).

3.1 INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Com a finalidade de garantir a segurança dos instaladores e a confiabilidade do sistema fotovoltaico, a instalação da usina merece uma atenção considerável, sendo um dos momentos de grande probabilidade de ocorrerem falhas devido a erros dos instaladores, má conexão entre componentes e até identificação de problemas de fabricação dos equipamentos. Neste sentido, esta seção apresenta os principais aspectos de segurança que devem ser levados em consideração durante a instalação.

Quanto ao pessoal encarregado de executar a instalação, devem ser devidamente treinados e capacitados conforme as normas brasileiras aplicáveis. Desta forma, devem conhecer e saber aplicar, no mínimo, as normas ABNT/NBR 5410:2014 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão, NR-10 - Segurança em instalações e serviços em eletricidade, e NR-35 - Trabalho em Altura. Recomenda-se que qualquer intervenção no sistema seja realizada por, pelo menos, dois operadores, para garantir a proteção dos operadores e a correta execução dos procedimentos. É útil que haja, entre os instaladores, alguém encarregado de coordenar a instalação, fiscalizando a execução, de modo a manter a atenção dos instaladores aos padrões de segurança, auxiliá-los e tomar decisões que se façam necessárias em situações adversas que possam ocorrer no momento da instalação.

Para minimizar as falhas iniciais que ocorrem no período de instalação é necessário um planejamento pormenorizado da execução da instalação. Este detalhamento da instalação é alcançado por meio de documentos como o projeto executivo, o planejamento executivo e a análise preliminar de riscos.

No projeto executivo deve constar, detalhadamente, as conexões elétricas entre os módulos, a conexão dos módulos aos quadros CC, inversores e quadros CA, o posicionamento da estrutura de instalação e as demais informações que garantam a correta instalação e conexão dos componentes da usina. O projeto executivo deve ser responsabilidade do técnico ou engenheiro responsável por projetar o sistema.

No planejamento executivo, é planejada detalhadamente a instalação do que foi projetado no projeto executivo, logo é um documento posterior e dependente do projeto executivo, pois utiliza dos detalhes deste último para planejar o passo a passo da instalação, considerando o tempo necessário para concluí-la, distribuindo as atividades entre os instaladores, conferindo a disponibilidade em estoque dos itens necessários, entre outros procedimentos.

No planejamento executivo, ou em um documento à parte, deve ser realizada a análise preliminar de perigos, em que são avaliados os riscos inerentes à instalação, e o encarregado da instalação geralmente é responsável pela confecção deste documento. Tanto o projeto executivo, como o planejamento executivo e a análise preliminar de perigos devem ser discutidas e expostas entre os instaladores antes que se dê início a obra, para que eventuais dúvidas sejam esclarecidas e a execução se dê como planejado.

Como exemplo, nos Anexos de 1 a 4, constam documentos do projeto executivo de um SFCR da empresa Sonar, com todos os dados relativos à instalação, produzidos pelo autor deste trabalho. No Anexo 1, consta a Planta de Posicionamento, na qual é descrito o posicionamento dos módulos em relação ao telhado e também o arranjo fotovoltaico que será adotado, indicado pelos índices sobre os módulos. No Anexo 2, consta o detalhamento dos trilhos e da cabeação, que dá suporte aos instaladores no que diz respeito às distâncias entre trilhos, hooks e emendas, assim como indica o caminho da cabeação sob os trilhos. O Anexo 3 mostra um diagrama que orienta como deve ser a instalação do inversor, da *string box* e do quadro CA, indicando a altura em relação ao piso e as distâncias entre si. O Anexo 4 apresenta o diagrama unifilar, onde consta a conexão elétrica de todos os elementos do sistema.

Por fim, no Anexo 5 consta o planejamento executivo e a análise preliminar de perigo de uma outra obra, também da empresa Sonar, por meio dos quais pode-se observar a contabilização dos recursos necessários para a instalação, assim como a distribuição de cada etapa entre os instaladores.

3.2 INSPEÇÃO E TESTES DE COMISSIONAMENTO

Após a conclusão da instalação, devem ser realizados a inspeção e os testes de comissionamento, conforme exige a norma ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Esses procedimentos atestam o bom estado da usina antes da sua conexão à rede e também servem para registrar formalmente a condição de instalação da usina, servindo como parâmetro para futuras manutenções, com as quais os testes realizados podem ser comparados aos testes realizados logo após a instalação.

3.2.1 Inspeção do sistema fotovoltaico

Na inspeção, conforme a ABNT NBR 16274:2014, devem ser avaliados os seguintes pontos.

Inspeção do sistema CC:

- a) Todos os componentes c.c. são classificados para operação contínua em c.c., sob a máxima tensão c.c. do sistema e a máxima corrente c.c. de falta.
- b) Proteção por isolamento classe II ou equivalente foi adotada no c.c.
- c) Os cabos das séries fotovoltaicas, os cabos dos arranjos fotovoltaicos e o cabo c.c. principal foram selecionados e montados de forma a minimizar o risco de faltas à terra e a curtos-circuitos.
- d) Todos os cabos foram selecionados e montados para resistir às influências externas esperadas, como o vento, a formação de gelo, a temperatura e a radiação solar.
- e) Nos sistemas sem dispositivos de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, o valor máximo de sobrecorrente do módulo fotovoltaico (I_t) é maior que a corrente reversa possível, e os cabos das séries fotovoltaicas foram dimensionados para acomodar a corrente de falta máxima combinada das séries fotovoltaicas em paralelo.
- f) Nos sistemas com dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, este dispositivo foi corretamente posicionado e especificado conforme as instruções do fabricante para a proteção dos módulos fotovoltaicos.
- g) Meios de desconexão foram instalados nas séries fotovoltaicas e subarranjos fotovoltaicos segundo os requisitos da IEC 60364-7-712.
- h) Uma chave c.c. está instalada no lado c.c. do inversor.
- i) Nos sistemas com diodos de bloqueio, a tensão reversa destes componentes está em conformidade com a IEC 60364-7-712.
- j) Se um dos condutores c.c. está ligado à terra, há pelo menos separação simples entre os lados c.a. e c.c., e as ligações à terra foram construídas de modo a evitar a corrosão.
- k) Plugues e soquetes conectados entre si são do mesmo tipo e do mesmo fabricante.
- l) Quando um sistema fotovoltaico possuir conexão direta à terra no lado c.c. (aterramento funcional), um dispositivo de interrupção de falta à terra deve estar instalado segundo os requisitos da IEC 60364-7-712.

Proteção contra sobretensão/choque elétrico:

- a) Um dispositivo supervisor de isolamento do arranjo fotovoltaico e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações da IEC60364-7-712.
- b) Um dispositivo de detecção de corrente residual de fuga para a terra e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações da IEC 60364-7-712.
- c) Quando um DR estiver instalado no circuito alimentando um inversor este foi selecionado de acordo com os requisitos da IEC 60364-7-712.
- d) Para minimizar tensões induzidas por raios, a área de todos os laços na fiação deve ser mantida tão pequena quanto possível.
- e) Os condutores de aterramento da armação do arranjo fotovoltaico e /ou módulos foram corretamente instalados e estão ligados à terra.
- f) Quando condutores de aterramento de proteção e/ou condutores de ligação equipotencial estão instalados, estes estão paralelos e juntos aos cabos c.c.

Inspeção do sistema c.a.:

- a) Um meio de seccionamento do inversor foi fornecido no lado c.a.
- b) Todos os dispositivos de isolamento e seccionamento foram ligados de tal forma que a instalação fotovoltaica foi conectada ao lado “carga” e a rede elétrica ao lado “fonte”.
- c) Os parâmetros operacionais do inversor foram programados conforme a ABNT NBR 16149 e/ou regulamentações locais.

Etiquetagem e identificação:

- a) Todos os circuitos, dispositivos de proteção, chaves e terminais estão devidamente identificados e etiquetados.
- b) Todas as caixas de junção c.c. dos arranjos fotovoltaicos possuem uma etiqueta de aviso indicando que as partes vivas no interior das caixas são alimentadas a partir de um arranjo fotovoltaico e permanecem vivas mesmo depois do seccionamento do inversor da rede elétrica.
- c) Etiquetas de advertência estão fixadas no ponto de interconexão com a rede.
- d) Um diagrama unifilar é exibido no local.
- e) As configurações de proteção do inversor e informações do instalador são exibidas no local.
- f) Os procedimentos de desligamento de emergência são exibidos no local.
- g) Todos os sinais e etiquetas estão devidamente afixados e são duráveis.

Instalação Mecânica:

- a) Há ventilação possível por trás do arranjo fotovoltaico para evitar o risco de superaquecimento/incêndio.
- b) A armação e os materiais do arranjo são à prova de corrosão.
- c) A armação do arranjo fotovoltaico está corretamente fixada e é estável, e as fixações no telhado são à prova de intempéries.
- d) As entradas de cabos são à prova de intempéries.

3.2.2 Ensaio de comissionamento

Os ensaios de comissionamento são aqueles que atestam a boa condição das instalações elétricas da usina fotovoltaica, servindo como registro inicial das condições de instalação, operação e desempenho da usina. Conforme a ABNT NBR 16274:2014, há duas categorias de ensaios de comissionamento, além de ensaios adicionais, conforme segue:

Categoria 1: conjunto padrão de ensaios que deve ser aplicado a todos os sistemas.

Categoria 2: sequência expandida de ensaios que assume que todos os ensaios da categoria 1 já foram realizados.

Ensaio adicionais: além dos ensaios da categoria 1 e 2, são ensaios que podem ser aplicados por solicitação do cliente ou para detecção de falhas específicas.

São os ensaios da categoria 1:

- a) ensaio dos circuitos c.a.: utilizando um multímetro com o sistema em operação, pode ser medida a tensão e corrente de saída do inversor. Em geral, os próprios inversores fornecem este dado em seu visor.
- b) continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial;
- c) ensaio de polaridade: avalia se os terminais positivos e negativos são conectados corretamente à *string box* e ao inversor.
- d) ensaio das caixas de junção;
- e) ensaio de corrente das séries fotovoltaicas (curto-circuito ou operacional): a corrente operacional pode ser medida utilizando um alicate amperímetro ou, geralmente, o próprio inversor fornece estado dado no visor, com o sistema em operação. Para obter a corrente de curto circuito, o inversor deve ser desconectado da rede, a chave CC aberta para isolar o arranjo do inversor, os conectores das *strings* devem ser retirados das entradas do inversor e

conectados em curto circuito. Utilizando um amperímetro, o valor de corrente de curto circuito pode ser medido.

f) ensaio de tensão de circuito aberto das séries fotovoltaicas: o inversor deve ser desconectado da rede. Após isso, a chave CC deve ser aberta para desconectar o arranjo fotovoltaico do inversor. A partir disso, utilizando um multímetro, pode-se a tensão de circuito aberto em cada *string*.

g) ensaios funcionais;

h) ensaio de resistência de isolamento dos circuitos.

Conforme a situação, os seguintes ensaios da categoria 2 podem ser necessários:

a) ensaio de curva I-V das séries fotovoltaicas: além dos pontos extremos da curva I-V obtidos pelo ensaios de curto circuito e de circuito aberto, este ensaio de curva é capaz de traçar toda a curva de operação dos módulos ou *strings*.

b) inspeção com câmera infravermelho: utilizando este tipo de câmera, pode-se avaliar a presença de pontos quentes na instalação, o que permitir prever falhas e remediar danos no sistema.

O encarregado da instalação deve dispor de documentos que o auxiliem na execução desses procedimentos, garantindo a execução adequada e completa da inspeção e dos testes necessários. Uma lista de checagem ou outro documento semelhante é suficiente para este propósito.

3.3 MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A manutenção preventiva nos sistemas fotovoltaicos é essencial para garantir o funcionamento adequado dos diversos elementos do sistema. Nesta seção, serão apresentadas as principais avaliações que devem ser realizadas durante a manutenção preventiva, que irão determinar a necessidade de intervenção na usina.

Quanto à periodicidade com que a manutenção preventiva deve ocorrer, NREL (2018) sugere que sistemas comerciais instalados em telhado realizem manutenção anualmente. Na Tabela 2, podemos ver a frequência sugerida para cada um dos tipos de atividade de manutenção pelo Programa Altener (apud PINHO E GALDINO, 2014).

Tabela 2 - Periodicidade da manutenção.

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

Fonte: adaptado de Programa Altener apud Pinho e Galdino (2014).

3.3.1 Monitoramento remoto

Como visto na Figura 16, sistemas com monitoramento constante possuem menos perdas na produtividade ao longo do tempo, considerando que cada demanda de manutenção será devidamente atendida. Sendo assim, o monitoramento remoto é um importante aspecto a ser observado com o fim de garantir a confiabilidade, durabilidade e segurança das instalações.

A maioria dos inversores atuais vêm com módulos wi-fi de fábrica, de tal maneira que podem enviar os dados de geração a um banco de dados online, por meio do qual são apresentados ao proprietário do sistema por um aplicativo de monitoramento. Nestes aplicativos, em geral, podem ser monitorados os seguintes aspectos da instalação:

- Histórico de geração de energia diário, mensal ou anual;
- Potência instantânea do arranjo fotovoltaico;
- Tensão e corrente de cada *string*;
- Tensão, corrente e potência instantâneas de saída do inversor;
- Frequência de saída;
- Temperatura do inversor;
- Períodos em que houve conexão ou desconexão à rede de distribuição.

Por meio desses dados, é possível realizar uma avaliação geral do estado em que o sistema se encontra, sendo fundamental que diariamente esses dados sejam avaliados a fim de

se tirar conclusões a respeito da operação da usina, e a partir dessa análise, pode-se identificar problemas na instalação que necessitem manutenção.

Caso haja muitos momentos ao longo do dia em que o inversor está se desconectando da rede, isso é um indicativo de que há sobre ou subtensão na rede da concessionária. Como um inversor opera apenas dentro de uma faixa segura de tensão, nesses períodos ele irá desconectar-se da rede e toda a energia excedente gerada pelos módulos não será injetada na rede, o que representa um prejuízo financeiro para o titular da usina. Nestes casos, em consonância com as normas da concessionária local, deve ser solicitado um ajuste de tensão no ramal da concessionária.

Por meio da análise da temperatura do inversor, pode-se observar se ele está aquecendo além da sua temperatura média de operação, o que indica que o local de instalação não foi adequado e está gerando superaquecimento do equipamento, o que eventualmente é causado por falta de ventilação, geralmente quando o inversor não é instalado com espaço suficiente entre a sua carcaça e a parede, permitindo o fluxo de ar e a troca de calor. Da mesma forma, o superaquecimento do inversor pode indicar um defeito de fabricação ou que o fim de sua vida útil se aproxima. O aquecimento de elementos do circuito pode causar incêndio e danificar, neste caso, não apenas o próprio inversor, mas também os demais elementos da instalação. Neste sentido, é importantíssimo garantir que o inversor esteja em boa condição, instalado em local adequado, com boa ventilação, o que pode ser garantido diariamente por meio do monitoramento de sua temperatura.

Caso se perceba uma redução fora do comum na potência total do arranjo ou na quantidade de energia gerada de algum dia, isto é um indicativo de que pode ter acontecido algum problema em uma das *strings* ou módulos. Neste caso, devem ser avaliados a tensão e corrente específicas de cada *string* com o fim de identificar em qual delas ocorreu o problema, que pode ter sido desconexão do arranjo, quebra, superaquecimento, entre outros. Assim, mesmo antes de uma análise *in loco* ser realizada, é possível ter noção sobre em qual região do sistema está a falha, o que representa uma melhora na eficiência da manutenção, diminuindo o tempo e esforço humano para encontrar o problema.

Além disso, analisando a corrente instantânea das *strings*, pode-se notar se, em algum período do dia, há uma redução da corrente em nível fora do esperado, o que pode indicar uma redução da irradiância causada por sombreamento, devido ao posicionamento do sol naquele período. Isto pode ser causado pelo crescimento de alguma árvore ou por novas instalações de residências no entorno da instalação. Desta forma, deve ser recomendada a poda da árvore ou,

se for o caso em que o sombreamento não pode ser evitado, pode-se avaliar o reposicionamento dos módulos no telhado.

Para que o sistema possa ser avaliado destas maneiras, é indispensável que o sistema de monitoramento remoto esteja constantemente conectado à internet, para que processe os dados da usina. Alguns inversores possuem memória interna de tal forma que, quando há perda de conexão da internet, alguns dados são armazenados na memória e posteriormente fornecidos ao banco de dados *online*, quando houver conexão à rede, mas alguns dados podem não ser armazenados e, desta forma, o monitoramento fica comprometido.

Sendo assim, destaca-se que o monitoramento remoto do sistema fotovoltaico não deve ser negligenciado, pois representa um verdadeiro diagnóstico da condição de geração, instalação e operação do sistema.

3.3.2 Manutenção nos módulos

A manutenção preventiva dos módulos fotovoltaicos deve constar de, pelos menos, inspeção visual para avaliar a instalação física e ensaios elétricos para avaliar os parâmetros elétricos e a condição de operação dos módulos. Os ensaios elétricos, no entanto, também podem servir para revelar alguns problemas na condição de instalação. Após a avaliação visual e elétrica, devem ser feitas as intervenções necessárias para corrigir os problemas identificados.

3.3.2.1 Inspeção visual e limpeza

Quanto à inspeção visual, considerando Haney e Burstein (2013) e Pinho e Galdino (2014), deve ser verificado se algum dos módulos possui mancha de queima, descoloração, vidro quebrado ou rachado. Da mesma forma, deve ser avaliada a caixa de junção e os cabos de conexão do módulo, se estão ressecados, oxidados ou queimados. Nestes casos, o módulo deve ser desconectado da *string* e substituído por um módulo em bom estado.

Na inspeção visual também deve-se observar se os módulos estão sofrendo sombreamento por alguma árvore ou algum prédio recém construído, o que irá reduzir a capacidade de geração da usina.

Da mesma forma, a poeira sobre os módulos reduz a captação da radiação solar, ocasionando redução, em alguns casos, de até 10% na energia gerada (PINHO e GALDINO, 2014). Caso os módulos estejam sujos de poeira ou outros dejetos, devem ser limpos utilizando apenas água e uma flanela limpa, e deve-se ter cuidado para que a flanela não contenha

partículas que podem arranhar a superfície do módulo. Neste sentido, o trabalhador que realiza a manutenção não deve usar joias ou outros adereços que possam danificar o módulo durante a limpeza. Da mesma forma, não deve subir na superfície do módulo para executar a limpeza, para não causar lesões à superfície.

Não é recomendado o uso de bombas de água a jato com alta pressão, pois podem causar microlesões nas células do módulo devido à pressão da água. Caso sejam utilizados jatos de água, é recomendável utilizá-los com baixa pressão e relativamente afastados dos módulos. A limpeza com água deve ser realizada preferencialmente nos períodos de baixa irradiância, no início da manhã ou fim da tarde, para que o vidro de proteção do módulo não sofra um choque térmico entre a temperatura ambiente e de operação do sistema.

3.3.2.2 Ensaaios Elétricos

Quanto à avaliação do desempenho elétrico do arranjo fotovoltaico, deve-se, primeiramente, medir a tensão de circuito aberto e a corrente de curto circuito das *strings*, utilizando um multímetro, realizando o mesmo procedimento descrito no teste de comissionamento. Para análise, a tensão obtida deve ser dividida pela quantidade de módulos e esse valor médio deve ser comparado com o valor convencional fornecido pelo *datasheet* do módulo. Da mesma forma, a corrente medida deve ser comparada com o valor de corrente fornecido pelo *datasheet* e se, dentre as *strings*, alguma apresentar valor abaixo do nominal, provavelmente algum dos seus módulos está danificado, acarretando a necessidade de realização dos testes em cada um dos módulos da *string*.

Durante a operação do sistema fotovoltaico, também pode ser medida a tensão e corrente de operação dos módulos para verificar se, de fato, estão trabalhando próximos aos pontos de máxima potência (V_{mp} e I_{mp}), o que será uma medida da eficácia do MPPT do inversor.

Durante estes procedimentos, deve ser considerado que, uma vez que o valor de tensão é fortemente influenciado pela temperatura e o valor da corrente varia em função da irradiância, ao realizar o ensaio de curto-circuito, a irradiância deve ser registrada por meio do uso de um solarímetro portátil, e, ao realizar o ensaio de circuito aberto, a temperatura deve ser medida utilizando um termômetro infravermelho. Desta forma, as medições da corrente e tensão podem ser corrigidas para os valores de condições padrão de ensaio STC (sigla em inglês para *Standard Test Conditions*), utilizando as taxas de variação da corrente e de tensão disponibilizados no

datasheet dos módulos. A partir da análise destes dados, pode-se avaliar a condição de operação das *strings* ou dos módulos.

Um equipamento útil que facilita a obtenção dos dados de corrente e tensão dos módulos é o traçador de curva I-V, o qual é conectado ao módulo, ou à *string*, e fornece a curva I-V já corrigida para as condições padrão de teste, desta forma, podendo ser diretamente avaliada. Uma vez traçada a curva I-V da *string* ou, após se constatar algum problema na *string* dos módulos que a compõem, pode ser avaliado os aspectos desta curva. Na Figura 17 os pontos destacados de 1 a 5 representam um exemplo de possíveis variações que podem ser encontradas na curva I-V de uma *string* ou módulo, cujas alterações podem ser interpretadas da seguinte maneira considerando Pinho e Galdino (2014) e Papa (2017):

1. Corrente reduzida: como a irradiância influencia o valor da corrente, logo, a corrente de curto circuito reduzida indica que o módulo ou *string* está recebendo pouca irradiação, o que pode ser devido ao sombreamento, a sujeira uniforme depositada sobre a superfície da placa ou mesmo a degradação do módulo. Para confirmar a causa da redução, deve ser avaliada a presença destes itens. Caso não haja sombreamento, a superfície do módulo deve ser limpa. Após a limpeza, a curva I-V deve ser traçada novamente e verificar se a alteração foi ajustada, e caso a redução permaneça, é possível que o módulo esteja degradado.

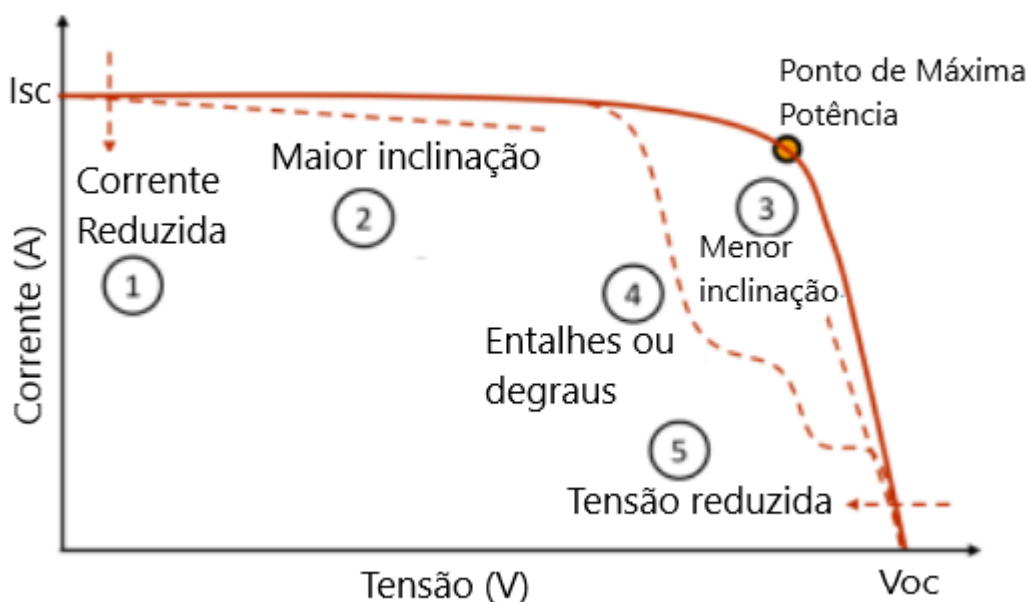
2. Maior inclinação: quando a inclinação é alta, geralmente indica degradação do módulo. Esta alteração é devido à redução da resistência em paralelo (*shunt*) do modelo elétrico do módulo fotovoltaico. A resistência em paralelo deve ter valor muito alto, mas quando este valor é reduzido, há o surgimento da corrente *shunt*, que circula internamente ao módulo e pode causar os chamados “pontos quentes” no painel. Estes pontos quentes prejudicam a geração de energia e se a inclinação for leve e ocorrer ao traçar a curva de uma *string*, pode indicar apenas o descasamento dos valores de I_{sc} dos módulos que, na prática, apesar de serem do mesmo módulo, não são idênticos. Nesse caso, a inclinação não indica problema algum.

3. Menor inclinação: um dos motivos desta menor inclinação é um acréscimo da resistência em série interna do módulo que, neste caso, pode estar degradado. Outro fator que também pode causar perdas em série é a corrosão dos terminais de conexão e da caixa de junção, que aumentam a resistência de conexão. Estes elementos devem ser avaliados, pois, com o aumento da resistência, eles podem superaquecer e serem danificados.

4. Entalhes ou degraus: estes degraus na curva podem acontecer por motivos como sujeira ou sombreamento não-uniforme, células ou módulos degradados ou por descasamento entre módulos com especificações divergentes.

5. Tensão reduzida: quando a tensão de curto circuito é reduzida, isso indica uma elevação na temperatura do módulo, que pode ser causada pelas condições de instalação, como baixa circulação de ar ou mesmo a degradação do módulo.

Figura 17 - Alterações na curva I-V.

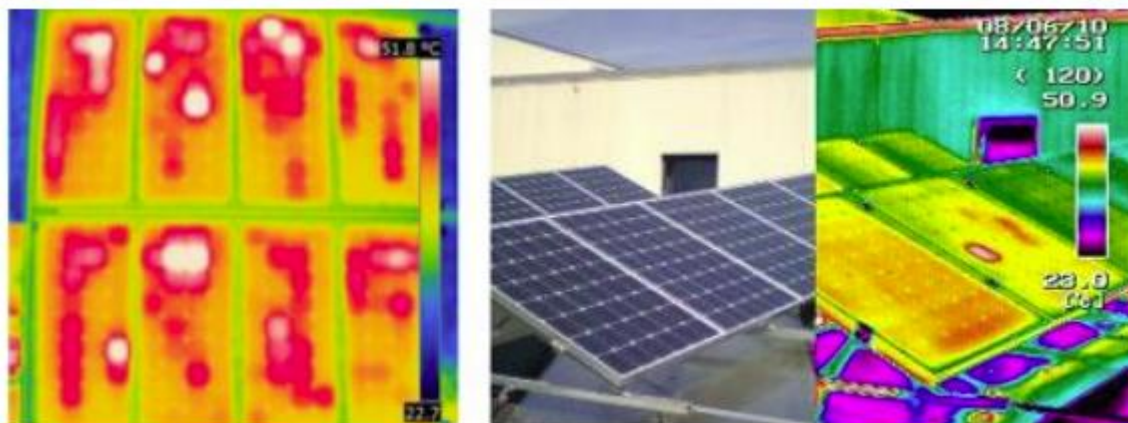


Fonte: adaptado de Papa (2017).

O traçador de curva I-V fornece, portanto, 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.

Além dos ensaios e do traçado da curva I-V, uma prática útil para analisar as condições dos módulos, é o uso de uma câmera termográfica infravermelho, que é usada para detectar os pontos quentes nos módulos, os quais podem ser causados por sujeira, sombreamento, ou degradação dos módulos. Os módulos degradados por diversos pontos quentes devem ser substituídos, pois eles têm a eficiência reduzida e, por estarem associados com outros em série, irão resultar em uma redução de geração da *string* como um todo, resultando em um prejuízo financeiro para o titular do sistema. A título de exemplificação, a Figura 18 ilustra o uso de uma câmera termográfica infravermelho para detecção de pontos quentes.

Figura 18 - Pontos quentes detectados por câmera termográfica infravermelho.



Fonte: Papa (2017).

3.3.3 Manutenção 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). Neste sentido, o inversor é um elemento que merece considerável atenção durante a manutenção e tomando como base Papa (2017) e Souza (2018), a manutenção preventiva dos inversores deve considerar os seguintes pontos:

- a. O inversor deve estar limpo, logo se houver alguma sujeira, deve ser limpo utilizando um pano seco. Caso esteja molhado, deve ser avaliado a origem do líquido e, se for o caso, o inversor deve ser realocado, para evitar que água ou outros líquidos possam danificar seu funcionamento;
- b. O inversor deve estar seco e ventilado, portanto, deve-se considerar com atenção o seu local de instalação, que não deve ser a céu aberto nem em local com pouca ou nenhuma ventilação;
- c. As distâncias relativas entre o inversor e a parede, assim como entre o inversor e os outros quadros (*string box* e quadro CA) devem ser adequadas, para garantir que a ventilação seja suficiente para a realização da troca de calor;
- d. O local de instalação do inversor também não deve receber radiação solar direta, para não aquecer o equipamento;
- e. Alguns inversores possuem ventoinha (*cooler*) para auxiliar na ventilação. Deve ser verificado se a ventoinha está funcionando corretamente (caso não, deve ser substituída) e

se está limpa. O filtro de ar da ventoinha também deve ser limpo ou substituído caso esteja danificado;

f. O display do inversor e os botões de controle devem estar funcionando corretamente, exibindo os parâmetros elétricos que o inversor é capaz de medir. Além disso, os leds que indicam operação ou falha também devem estar atuando adequadamente. Caso algum desses elementos não esteja funcionando, a garantia deve ser acionada;

g. A carcaça do inversor deve estar em bom estado, sem oxidação ou fendas, sendo confirmado o grau de proteção IP (do inglês, Ingress Protection) do inversor. Caso haja danos na carcaça, a garantia deve ser acionada;

h. Deve ser observado se o ruído do inversor está mais alto que o comum, o que pode indicar algum defeito no equipamento.

3.3.4 Manutenção da *string box* e do quadro CA

A vida útil dos elementos que compõem a *String Box* e o Quadro CA deve ser levada em consideração na manutenção. Ao realizar a inspeção no sistema, deve ser verificado se algum dos dispositivos de proteção, como fusíveis e disjuntores, foram acionados. Os fusíveis devem ser retirados da *String Box* e substituídos e o disjuntor acionado novamente. A causa da falha deve ser investigada, sendo motivos comuns descargas atmosféricas ou curto-circuitos causados por danos na cabeaço. Da mesma forma, deve ser avaliado se os DPS (Dispositivo de Proteção contra Surto) atuaram corretamente e se estão em perfeito estado. Caso a falha tenha causado alguma avaria nesses elementos, devem ser substituídos.

Os parafusos e cabos conectados à *String Box* e Quadro CA devem ser apertados. A carcaça desses elementos devem estar intactas, sem dano algum, garantindo o isolamento dos dispositivos internos. A continuidade do aterramento nesses quadros deve ser verificada, tanto na carcaça como no DPS, assegurando a proteção dos demais elementos do sistema.

3.3.4 Manutenção da cabeaço

Quanto à cabeaço, deve-se inspecionar as caixas de junção do módulo, que devem estar em perfeito estado, assim como os cabos que ligam cada seção do sistema, desde os cabos que conectam os módulos uns aos outros, passando pela conexão entre as *strings* com a *string box*, assim como entre a *string box* e o inversor, finalizando com os cabos que conectam o

inversor ao quadro CA e, do quadro CA, para o medidor bidirecional. Para inspeção e manutenção dos cabos, deve-se considerar os seguintes pontos:

- a. Todos os cabos devem estar em perfeito estado, sem conexões frouxas, sem marcas de queimas ou desgaste na isolação ou proteção.
- b. A continuidade do aterramento deve ser verificada.
- c. Os cabos não devem estar muito tracionados, pois isso pode prejudicar a conexão entre os elementos.
- d. Uma boa prática de instalação é prender os cabos do módulo, que saem da caixa de junção, na estrutura do trilho utilizando abraçadeiras, pois isso garante que o cabo não sofrerá nenhum movimento que force a desconexão com os módulos adjacentes. Uma desconexão na parte CC do sistema pode ocasionar um arco elétrico que, por sua vez, pode danificar outros elementos e até causar incêndios. Sendo assim, garantir uma conexão adequada entre os elementos é essencial para a segurança do sistema.
- e. Os grampos de aterramento devem estar em bom estado, sem corrosão, garantindo a devida conexão dos trilhos ao aterramento. A conexão elétrica do grampo pode ser reforçada utilizando graxa condutiva.

3.3.5 Manutenção da estrutura de sustentação

Para garantir o bom estado da estrutura de sustentação, alguns pontos devem ser considerados durante a manutenção preventiva:

- a. É importante que o material de que o trilho é constituído seja resistente à corrosão. Alguns fabricantes utilizam alumínio anodizado, que cumpre este papel. Deve ser verificado se os trilhos estão em perfeito estado, sem quebras ou sinal de que o peso dos módulos está causando algum dano. Essa avaliação pode ser dificultada pois os trilhos estão sob os módulos;
- b. Os grampos intermediários (*interclamps*) e terminadores (*endclamps*) devem ser apertados, garantindo a estabilidade das fileiras dos módulos;
- c. Ninhos de animais, vegetação crescendo no telhado e outros elementos estranhos ao sistema devem ser retirados, evitando que haja algum curto circuito ou desconexão de elementos.

Considerando os diversos aspectos da manutenção preventiva e corretiva apresentados neste capítulo, o Anexo 6 apresenta um exemplo de ficha de inspeção para manutenção, que

contempla os itens de manutenção de todas as seções de um sistema fotovoltaico conectado à rede. No próximo capítulo, essa ficha de inspeção será utilizada para analisar casos reais de manutenções efetuadas em usinas fotovoltaicas. Ela pode ser utilizada como um guia para orientar a verificação das instalações de acordo com os métodos e requisitos apresentados, garantindo que todos os elementos sejam avaliados e que os possíveis defeitos possam ser encontrados de maneira mais eficiente.

4 ESTUDOS DE CASO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA E CORRETIVA

Neste capítulo, utilizando os requisitos apresentados no capítulo anterior, serão avaliadas as condições de 5 usinas fotovoltaicas conectadas à rede,. No primeiro estudo de caso, a usina analisada ainda não havia sido instalada, mas será aqui analisada com o fim de discutir as falhas iniciais que ocorrem em sistemas fotovoltaicos, como descritas no capítulo 3. Os demais casos serão analisados sob os parâmetros da ficha de inspeção do Anexo 6. Desta forma, a usina será identificada pela sua potência, quantidade de módulos, configuração e localidade; depois, as diversas seções do sistema serão inspecionadas, com comentários sobre os eventuais problemas e suas respectivas soluções.

4.1 ESTUDO DE CASO 1: USINA FOTOVOLTAICA 3,40 kWp

Como exemplo das falhas iniciais discutidas no capítulo 3, que são as falhas no sistema que geralmente acontecem até os primeiros meses a partir da instalação, há este caso ocorrido no dia 08 de Fevereiro de 2020, no qual os módulos de uma usina de 3,40 kW chegaram ao endereço de instalação avariados, conforme Figura 19. Esta situação foi identificada antes que os módulos fossem instalados, o que preveniu maiores problemas.

Esta usina é composta por 10 módulos de 340 Wp e um inversor de 3 kW, sendo que antes de chegar ao destino final, a transportadora errou o local de entrega, o que causou o atraso da instalação em cerca de 3 dias. Durante a avaliação dos itens da entrega, percebeu-se que os módulos estavam com a moldura suja e danificada, assim como o vidro de um dos módulos estava avariado. Os trilhos também não chegaram conforme solicitado. Assim, o fornecedor foi acionado, sendo solicitada a substituição dos itens comprados.

Figura 19 - Módulos avariados durante o transporte.



Fonte: o autor.

4.2 ESTUDO DE CASO 2: USINA FOTOVOLTAICA DE 112,56 kWp

No estudo de Caso 2 a manutenção foi solicitada pelo cliente, que identificou uma avaria na instalação, e foi realizada uma visita de inspeção no dia 03 de Outubro de 2020, cujas informações de avaliação e dados de inspeção são exibidos na Tabela 3.

Tabela 3 - Ficha de inspeção do estudo de caso 2.

FICHA DE INSPEÇÃO DA MANUTENÇÃO (03/10/2020)						
IDENTIFICAÇÃO DA USINA						
Potência	112,56 kWp		Módulos	336 x 335 Wp		
Inversor(es)	4 x 25 kW		Localidade	Zona Rural de Igarassu		
ITENS						
Seção	Nº	Operação	Execução	Problema	Solução	Observações
Monitoramento	1	Verificar conexão do inversor ao Wi-fi	(x)	(x)	()	Usina solo em área rural, sem Wi-Fi
	2		(x)	(x)	()	Sem monitoramento

		Verificar funcionamento do monitoramento remoto				
Inversor	3	Inspeção visual do inversor	(x)	()	()	
	4	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	5	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	6	Verificar ruído	(x)	()	()	
	7	Verificar funcionamento adequado dos leds	(x)	()	()	
	8	Verificar funcionamento do <i>display</i> e dos botões de controle	(x)	()	()	
	9	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	10	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
String Box	11	Inspeção visual da String Box	(x)	(x)	(x)	Poeira
	12	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	13	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	14	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	15	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	16	Verificar estado dos fusíveis	(x)	()	()	
	17	Verificar estado das chaves CC	(x)	()	()	
	18	Verificar estado dos DPSs	(x)	()	()	
QDCA	19	Inspeção visual do QDCA	(x)	(x)	(x)	Poeira
	20	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	21	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	22	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	23	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	24	Verificar estado do disjuntor	(x)	()	()	
	25	Verificar estado do DPS	(x)	()	()	
Módulos	26	Inspeção visual da superfície dos módulos	(x)	(x)	(x)	Proteção externa do módulo danificada
	27	Inspeção das caixas de junção	(x)	()	()	
	28	Verificar fixação e estado dos cabos e conectores	(x)	()	()	

	29	Verificar sombreamento	(x)	()	()	
Estrutura de sustentação	30	Verificar boa condição do telhado	()	()	()	Usina solo
	31	Verificar estado dos trilhos	(x)	()	()	
	32	Verificar fixação dos <i>interclamps</i>	(x)	()	()	
	33	Verificar fixação dos <i>endclamps</i>	(x)	()	()	
	34	Verificar fixação dos grampos de aterramento	(x)	()	()	
	35	Verificar se há vegetação, animais etc no entorno	(x)	()	()	
Cabeação	36	Inspeção visual dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	37	Verificar fixação e tração dos cabos	(x)	()	()	
	38	Verificar fixação dos conectores	(x)	()	()	
	39	Verificar continuidade do aterramento nos diversos pontos do sistema	(x)	()	()	

Fonte: o autor.

A inspeção dos itens de estrutura e cabeação foram realizados apenas no conjunto de fileiras onde havia sido identificada a avaria. Uma vez que esta usina foi instalada em solo, o item 30 da ficha de inspeção não foi executado, no entanto a estrutura de sustentação em solo não apresentava problema algum.

Quanto ao item 1, a usina se encontra em um sítio na área rural de Igarassu e ainda não havia sido instalado wi-fi na região e devido a este fato a usina estava sem monitoramento (item 2). Foi enfatizado ao proprietário a importância do monitoramento para o acompanhamento do desempenho da usina, o qual se comprometeu a providenciar a instalação do wi-fi, que foi realizada posteriormente, tendo sido realizada a conexão dos inversores à internet e estabelecido o monitoramento.

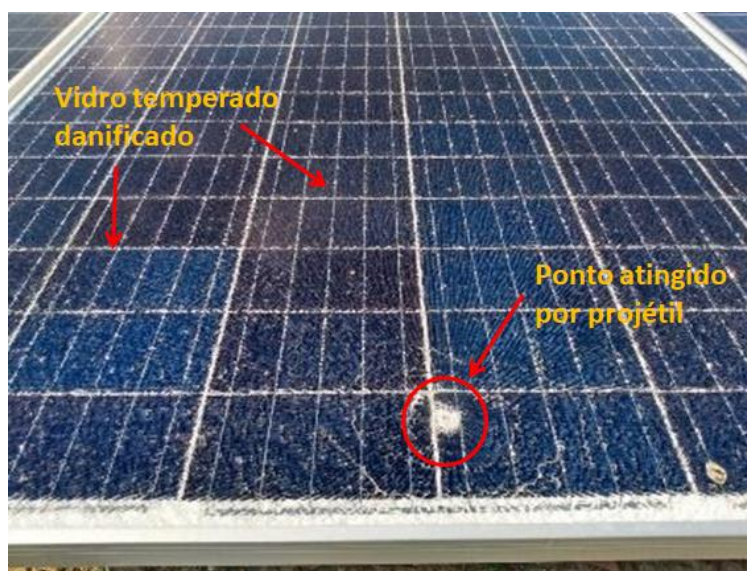
Ao realizar a inspeção visual nos módulos (item 26) foi identificado um dano causado na proteção externa de um dos módulos, causado por algum projétil não identificado, como exibido na Figura 20. O módulo foi substituído por um módulo novo, exposto na Figura 21.

Para substituição do módulo avariado, o procedimento seguido foi:

1. Desarmar disjuntor C.A. do inversor no qual o módulo estava conectado;
2. Desligar a chave C.C. da *String Box* na qual o módulo estava conectado;
3. Desconectar os conectores MC4 do módulo avariado dos conectores dos módulos adjacentes;

4. Folgar os *interclamps* que prendiam o módulo;
5. Retirar o módulo avariado e posicionar o módulo novo;
6. Reapertar os *interclamps*;
7. Reconectar os conectores MC4.

Figura 20 - Módulo com a proteção externa danificada.



Fonte: o autor.

Figura 21 - Módulo novo.



Fonte: o autor.

4.3 ESTUDO DE CASO 3: USINA FOTOVOLTAICA DE 3,96 kWp

Uma manutenção preventiva foi realizada nesta usina no dia 28 de Setembro de 2020, cujos dados de inspeção estão expostos na Tabela 4.

Tabela 4 - Ficha de inspeção do estudo de caso 3.

FICHA DE INSPEÇÃO DA MANUTENÇÃO (28/09/2020)						
IDENTIFICAÇÃO DA USINA						
Potência	3,96 kWp		Módulos	12 x 330 Wp		
Inversor(es)	5 kW		Localidade	Cabo de Santo Agostinho		
ITENS						
Seção	Nº	Operação	Execução	Problema	Solução	Observações
Monitoramento	1	Verificar conexão do inversor ao Wi-fi	(x)	(x)	(x)	Inversor desconectado
	2	Verificar funcionamento do monitoramento remoto	(x)	(x)	(x)	Sem monitoramento
Inversor	3	Inspeção visual do inversor	(x)	(x)	(x)	Poeira
	4	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	5	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	6	Verificar ruído	(x)	()	()	
	7	Verificar funcionamento adequado dos leds	(x)	()	()	
	8	Verificar funcionamento do <i>display</i> e dos botões de controle	(x)	()	()	
	9	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	10	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
String Box	11	Inspeção visual da String Box	(x)	(x)	(x)	Poeira
	12	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	13	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	14	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	

	15	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	16	Verificar estado dos fusíveis	(x)	()	()	
	17	Verificar estado das chaves CC	(x)	()	()	
	18	Verificar estado dos DPSs	(x)	()	()	
QDCA	19	Inspeção visual do QDCA	(x)	(x)	(x)	Poeira
	20	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	21	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	22	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	23	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	24	Verificar estado do disjuntor	(x)	()	()	
	25	Verificar estado do DPS	(x)	()	()	
Módulos	26	Inspeção visual da superfície dos módulos	(x)	(x)	()	Módulo danificado
	27	Inspeção das caixas de junção	(x)	()	()	
	28	Verificar fixação e estado dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	29	Verificar sombreamento	(x)	()	()	
Estrutura de sustentação	30	Verificar boa condição do telhado	(x)	()	()	
	31	Verificar estado dos trilhos	(x)	()	()	
	32	Verificar fixação dos <i>interclamps</i>	(x)	()	()	
	33	Verificar fixação dos <i>endclamps</i>	(x)	()	()	
	34	Verificar fixação dos grampos de aterramento	(x)	(x)	(x)	Interclamp oxidado
	35	Verificar se há vegetação, animais etc no entorno	(x)	(x)	()	Bola e brinquedos
Cabeação	36	Inspeção visual dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	37	Verificar fixação e tração dos cabos	(x)	()	()	
	38	Verificar fixação dos conectores	(x)	()	()	
	39	Verificar continuidade do aterramento nos diversos pontos do sistema	(x)	()	()	

Fonte: o autor.

Durante esta manutenção foram encontrados alguns problemas. Não havia conexão do inversor com a internet (item 1), embora o procedimento para conexão já tinha sido realizado anteriormente. Isto aconteceu porque o cliente modificou a senha da rede, o que estava impedindo o inversor de se reconectar, e consequentemente o monitoramento não estava

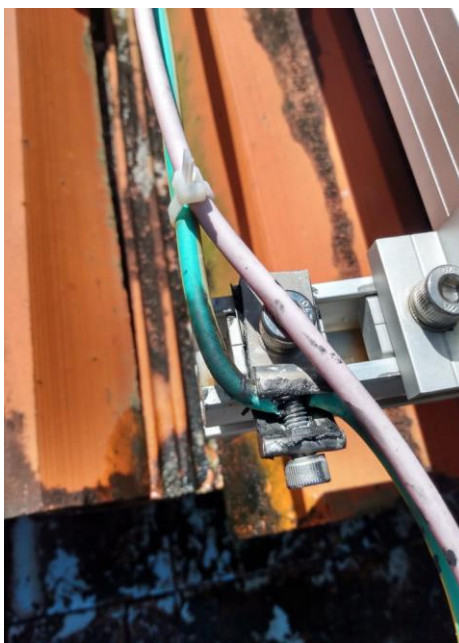
funcionando (item 2). Os dados para conexão à internet foram solicitados e o procedimento padrão para conexão do inversor foi realizado, restabelecendo o monitoramento remoto.

Durante as inspeções visuais (itens 3, 11 e 19) foi notado que o inversor, a *string box* e o quadro CA estavam empoeirados, o que pode dificultar a troca de calor dos equipamentos, além de não ser esteticamente agradável. Utilizando uma flanela seca, toda a poeira foi retirada.

Ao realizar a inspeção na estrutura e nos cabos, foi encontrado um grampo de aterramento oxidado (item 34), o que prejudica a conexão elétrica com o cabo de aterramento. Para solução do problema, o grampo de aterramento foi substituído e foi aplicada graxa em todos os grampos para melhorar a condutividade, conforme pode ser visto na Figura 22. Além disso, havia alguns brinquedos no entorno da instalação, o que, dependendo da situação, caso alguém tente buscá-los e entre em contato com os módulos, pode comprometer a segurança da instalação (item 35).

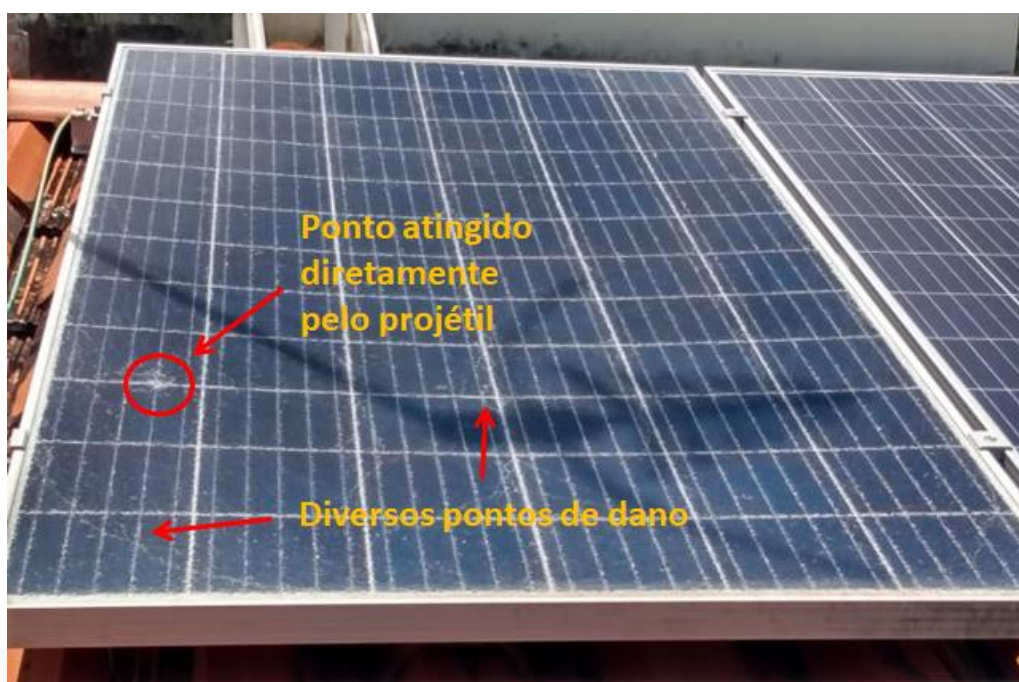
Na inspeção dos módulos, foi verificada a presença de um módulo com a proteção externa danificada (item 26), conforme exposto na Figura 23. A situação foi comunicada ao cliente, que identificou o momento em que o incidente pode ter ocorrido, tendo sido causado, provavelmente, por uma pedra que foi lançada ao teto da casa. Foi solicitado um orçamento para substituição do módulo, a limpeza dos módulos foi realizada, com a atenção de não molhar o módulo que estava danificado. Os módulos depois da limpeza podem ser visualizados na Figura 24.

Figura 22 - Grampo de aterramento com graxa condutiva.



Fonte: o autor.

Figura 23 - Módulo com proteção externa danificada.



Fonte: o autor.

Figura 24 - Módulos após limpeza com água.



Fonte: o autor.

Doze módulos estão conectados ao inversor em duas *strings* de 6 módulos cada. Foram realizados ensaios de curto-circuito e de circuito aberto utilizando multímetro para obter a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}) em cada *string*. Utilizando o

próprio inversor, por meio do seu display, foram obtidas a tensão (V_{fv}) e corrente (I_{fv}) instantâneas das *strings* durante a operação, cujos dados obtidos estão na Tabela 5. Durante os ensaios, não havia termômetro e solarímetro à disposição, portanto os valores não estão corrigidos para as condições padrão de teste. No entanto, considerando que os coeficientes de variação da corrente e tensão são pequenos ($0,06\%/C^\circ$ e $-0,31\%/C^\circ$, respectivamente) e desprezando-os para fins de análise não rebuscada, verifica-se que os valores obtidos de V_{oc} nas duas *strings* são próximos dos valores de V_{oc} de cada módulo (37,8 V) multiplicados pela quantidade de módulo em cada *string*, que resulta no valor de 226,8 V. Além disso, considerando que as duas *strings* estão sob a mesma condição de irradiação e temperatura, é interessante notar que elas obtêm valores semelhantes de I_{sc} e V_{oc} , apesar da presença do módulo avariado em uma delas, o que indica que, de fato, a proteção externa foi eficiente em proteger as células fotovoltaicas internas ao módulo. Os valores de V_{fv} e I_{fv} das duas *strings* modificam instantaneamente e, como são obtidos em momentos diferentes, isso explica a maior divergência entre os valores de cada *string*.

Tabela 5 - Dados de ensaio do estudo de caso 3

	<i>String 1</i>	<i>String 2</i>
V_{oc}	235 V	245.5 V
I_{sc}	7A	6.9 A
V_{fv}	196.8 V	207.0 V
I_{fv}	5.6 A	4.4 A
V_{ac}	217.6	
I_{ac}	8.9	

Fonte: o autor.

4.4 ESTUDO DE CASO 4: USINA FOTOVOLTAICA DE 6,7 kWp.

A Tabela 6 apresenta a Ficha de Inspeção da manutenção do estudo de caso 4.

Tabela 6 - Ficha de inspeção do estudo de caso 4.

FICHA DE INSPEÇÃO DA MANUTENÇÃO (05/02/2021)						
IDENTIFICAÇÃO DA USINA						
Potência	6,7 kWp		Módulos	20 x 335 Wp		
Inversor(es)	5 kW		Localidade	Recife - PE		
ITENS						
Seção	Nº	Operação	Execução	Problema	Solução	Observações
Monitoramento	1	Verificar conexão do inversor ao Wi-fi	(x)	()	()	
	2	Verificar funcionamento do monitoramento remoto	(x)	()	()	
Inversor	3	Inspeção visual do inversor	(x)	()	()	
	4	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	5	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	6	Verificar ruído	(x)	()	()	
	7	Verificar funcionamento adequado dos leds	(x)	()	()	
	8	Verificar funcionamento do <i>display</i> e dos botões de controle	(x)	()	()	
	9	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	10	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
String Box	11	Inspeção visual da String Box	(x)	()	()	
	12	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	13	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	14	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	15	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	

	16	Verificar estado dos fusíveis	(x)	()	()	
	17	Verificar estado das chaves CC	(x)	()	()	
	18	Verificar estado dos DPSs	(x)	()	()	
QDCA	19	Inspeção visual do QDCA	(x)	()	()	
	20	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	21	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	22	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	23	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	24	Verificar estado do disjuntor	(x)	()	()	
	25	Verificar estado do DPS	(x)	()	()	
Módulos	26	Inspeção visual da superfície dos módulos	(x)	(x)	()	Módulo com mancha de queima
	27	Inspeção das caixas de junção	(x)	(x)	()	Caixa de junção com sinais de super aquecimento
	28	Verificar fixação e estado dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	29	Verificar sombreamento	(x)	()	()	
Estrutura de sustentação	30	Verificar boa condição do telhado	(x)	()	()	
	31	Verificar estado dos trilhos	(x)	()	()	
	32	Verificar fixação dos <i>interclamps</i>	(x)	()	()	
	33	Verificar fixação dos <i>endclamps</i>	(x)	()	()	
	34	Verificar fixação dos grampos de aterramento	(x)	()	()	
	35	Verificar se há vegetação, animais etc no entorno	(x)	()	()	
Cabeação	36	Inspeção visual dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	37	Verificar fixação e tração dos cabos	(x)	()	()	
	38	Verificar fixação dos conectores	(x)	()	()	
	39	Verificar continuidade do aterramento nos diversos pontos do sistema	(x)	()	()	

Fonte: o autor.

A manutenção seguiu o procedimento padrão e, ao inspecionar os módulos, percebeu-se que um deles estava manchado e com a caixa de junção danificada, com sinais de

superaquecimento e queima, conforme a Figura 25, inclusive este superaquecimento atingiu a superfície do módulo, deixando uma marca, conforme Figura 26, e o módulo foi substituído.

Figura 25 - Caixa de junção superaquecida.



Fonte: o autor.

Figura 26 - Módulo com mancha causada por superaquecimento.



Fonte: o autor.

4.5 ESTUDO DE CASO 05: USINA FOTOVOLTAICA DE 4,76 kWp

Neste estudo de caso, a manutenção preventiva foi realizada conforme procedimento e a única avaria encontrada foi em um grampo de aterramento, conforme pode ser visto na Tabela 7.

Tabela 7 - Ficha de Inspeção do estudo de caso 5.

FICHA DE INSPEÇÃO DA MANUTENÇÃO (27/10/2020)						
IDENTIFICAÇÃO DA USINA						
Potência	4,76 kWp		Módulos	14 x 340 Wp		
Inversor(es)	5 kW		Localidade	Recife - PE		
ITENS						
Seção	Nº	Operação	Execução	Problema	Solução	Observações
Monitoramento	1	Verificar conexão do inversor ao Wi-fi	(x)	()	()	
	2	Verificar funcionamento do monitoramento remoto	(x)	()	()	
Inversor	3	Inspeção visual do inversor	(x)	()	()	
	4	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	5	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	6	Verificar ruído	(x)	()	()	
	7	Verificar funcionamento adequado dos leds	(x)	()	()	
	8	Verificar funcionamento do <i>display</i> e dos botões de controle	(x)	()	()	
	9	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	10	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
String Box	11	Inspeção visual da String Box	(x)	()	()	
	12	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	13	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	

	14	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	15	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	16	Verificar estado dos fusíveis	(x)	()	()	
	17	Verificar estado das chaves CC	(x)	()	()	
	18	Verificar estado dos DPSs	(x)	()	()	
QDCA	19	Inspeção visual do QDCA	(x)	()	()	
	20	Verificar integridade da carcaça	(x)	()	()	
	21	Verificar fixação e distâncias mínimas	(x)	()	()	
	22	Verificar temperatura e ventilação	(x)	()	()	
	23	Verificar fixação dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	24	Verificar estado do disjuntor	(x)	()	()	
	25	Verificar estado do DPS	(x)	()	()	
Módulos	26	Inspeção visual da superfície dos módulos	(x)	()	()	
	27	Inspeção das caixas de junção	(x)	()	()	
	28	Verificar fixação e estado dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	29	Verificar sombreamento	(x)	()	()	
Estrutura de sustentação	30	Verificar boa condição do telhado	(x)	()	()	
	31	Verificar estado dos trilhos	(x)	()	()	
	32	Verificar fixação dos <i>interclamps</i>	(x)	()	()	
	33	Verificar fixação dos <i>endclamps</i>	(x)	()	()	
	34	Verificar fixação dos grampos de aterramento	(x)	(x)	()	Grampo oxidado e quebrado
	35	Verificar se há vegetação, animais etc no entorno	(x)	()	()	
Cabeação	36	Inspeção visual dos cabos e conectores	(x)	()	()	
	37	Verificar fixação e tração dos cabos	(x)	()	()	
	38	Verificar fixação dos conectores	(x)	()	()	
	39	Verificar continuidade do aterramento nos diversos pontos do sistema	(x)	()	()	

Fonte: o autor.

Nesta manutenção preventiva, todo o procedimento padrão de inspeção foi realizado, e o problema encontrado foi a oxidação de um grampo de aterramento que se rompeu durante

a manutenção, enquanto o técnico aplicava a graxa em seus terminais, como exibe a Figura 27. No momento não havia grampo de aterramento disponível para realizar a substituição, então a solução paliativa encontrada foi conectar o cabo de aterramento na própria base do grampo, como mostra a Figura 28.

Figura 27 - Grampo de aterramento rompido.



Fonte: o autor.

Figura 28 - Cabo de aterramento conectado na base do grampo de aterramento.



Fonte: o autor.

5 CONCLUSÃO

Como as estatísticas apontam, o mercado de energia solar fotovoltaica tem crescido consideravelmente, especialmente no que diz respeito à geração distribuída no contexto dos sistemas fotovoltaicos *on-grid*, o que é um ótimo cenário para praticamente todos os atores do setor energético brasileiro.

Por um lado, o governo investe em mais uma fonte de energia que é limpa e barata, com a possibilidade de desafogar as hidrelétricas e termelétricas, tão requisitadas, custosas e que, em alguns períodos, devido a sazonalidade e variações climáticas, não são capazes de suprir toda a demanda de energia do país.

Por outro lado, por conta da geração distribuída, o consumidor que possui uma usina solar fotovoltaica pode garantir a sua própria geração de energia e, ao aderir ao Sistema de Compensação de Energia, além da garantia do fornecimento de energia, obtém uma economia financeira considerável, tendo em vista que a vida útil dos sistemas fotovoltaicos é de cerca de 25 anos. As empresas integradoras, nesse contexto, podem se beneficiar financeiramente ao levarem a solução técnica para os consumidores finais de energia elétrica.

Nesta conjuntura, a instalação de um sistema fotovoltaico é vantajosa sob o ponto de vista da sustentabilidade, por ser uma energia limpa; social, pela geração de renda e empregos no país; da confiabilidade, ao contribuir para garantir a disponibilidade de energia elétrica; e da economia, pelo benefício financeiro do Sistema de Compensação de Energia, evidenciando os motivos que tem levado ao crescimento deste setor.

Com o crescimento do número de instalações fotovoltaicas no país, é necessário fazer crescer, também, o conhecimento a respeito das boas práticas de manutenção preventiva e corretiva. É essencial que os integradores desenvolvam planos de manutenção responsáveis e que considerem os diversos aspectos técnicos relevantes para a manutenção dos sistemas.

Como apresentado neste trabalho, a devida consideração para com a manutenção do sistema fotovoltaico inicia-se desde o seu projeto e dimensionamento, que devem ser rigorosamente elaborados, garantindo, assim, a segurança e confiabilidade do sistema. As inspeções e testes de comissionamento, como definidos em norma, são essenciais, não devem ser negligenciados, mas responsavelmente executados. Os prazos de manutenção devem ter especial atenção, de modo a não permitir que os elementos da usina se desgastem pelo tempo de uso e/ou tenham sua vida útil reduzida de forma acelerada e que, desta forma, ela tenha sua produtividade prejudicada. Neste sentido, o monitoramento remoto é importantíssimo para

assegurar o bom funcionamento das usinas fotovoltaicas conectadas à rede, permitindo uma rápida intervenção dos operadores assim que algum defeito for identificado.

Por fim, destaca-se que os procedimentos aqui descritos podem servir de base para a execução da manutenção pelos integradores, inclusive com a finalidade de analisar estatisticamente a frequência das falhas e em que equipamentos elas ocorrem, o que pode servir como um método de avaliação dos equipamentos de acordos com diferentes fabricantes, bem como das práticas de instalação e projeto.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. São Paulo: ABSOLAR, 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 19 fev. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16274: sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Brasília: ABNT, 2014. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=311055>. Acesso em: 19 fev. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n ° 414/2010, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 19 fev. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n ° 482/2012, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 19 fev. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n ° 687/2015, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: www.bioenergiaengenharia.com.br/RESOLUCAO%20NORMATIVA%20REN%20687_2015.pdf. Acesso em: 19 fev. 2021.
- CAMARGO, L.. **Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2017. 103 f. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Londrina. Londrina, 2017. Disponível em: http://www.uel.br/ctu/deel/TCC/TCC2017_LucasTamaniniCamargo.pdf. Acesso em: 19 fev. 2021.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Potencial Solar - SunData v. 3.0**. Rio de Janeiro: CRESEB, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 19 fev. 2021.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 10 dez. 2020.
- ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM. **Global Photovoltaic Power Potential by Country**. Washington DC: ESMAP, 2020. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>. Acesso em: 10 fev. 2021.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico 2º Semestre 2020**. São Paulo: GREENER, 2020. Disponível em: <https://www.greener.com.br/pagina-estudo-do-mercado-fotovoltaico-gd-2o-semester-2020/>. Acesso em: 19 fev. 2021.

HANEY, J.; BURSTEIN, A. **PV System Operation and Maintenance Fundamentals**. Florida: Solar America Board for Codes and Standards, 2013. Disponível em: <http://www.solarabcs.org/about/publications/reports/operations-maintenance/pdfs/SolarABCs-35-2013.pdf>. Acesso em: 19 fev. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 19 fev. 2021.

PAPA, D. M. **Tecnologias Avançadas de Manutenção de Centrais Fotovoltaicas**. 2017. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2017. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/105530>>. Acesso em 19 de Fevereiro de 2021.

PERDUE, M.; GOTTSCHALG, R. **Energy yields of small grid connected photovoltaic system: effects of component reliability and maintenance**. Stevenage: The Institution of Engineering and Technology, 2015. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-rpg.2014.0389>. Acesso em: 19 fev. 2021.

PHB Solar. **Conheça os Produtos PHB**. São Paulo: PHB, 2021. Disponível em: <https://www.energiasolarphb.com.br/produtos.php>. Acesso em: 19 fev. 2021.

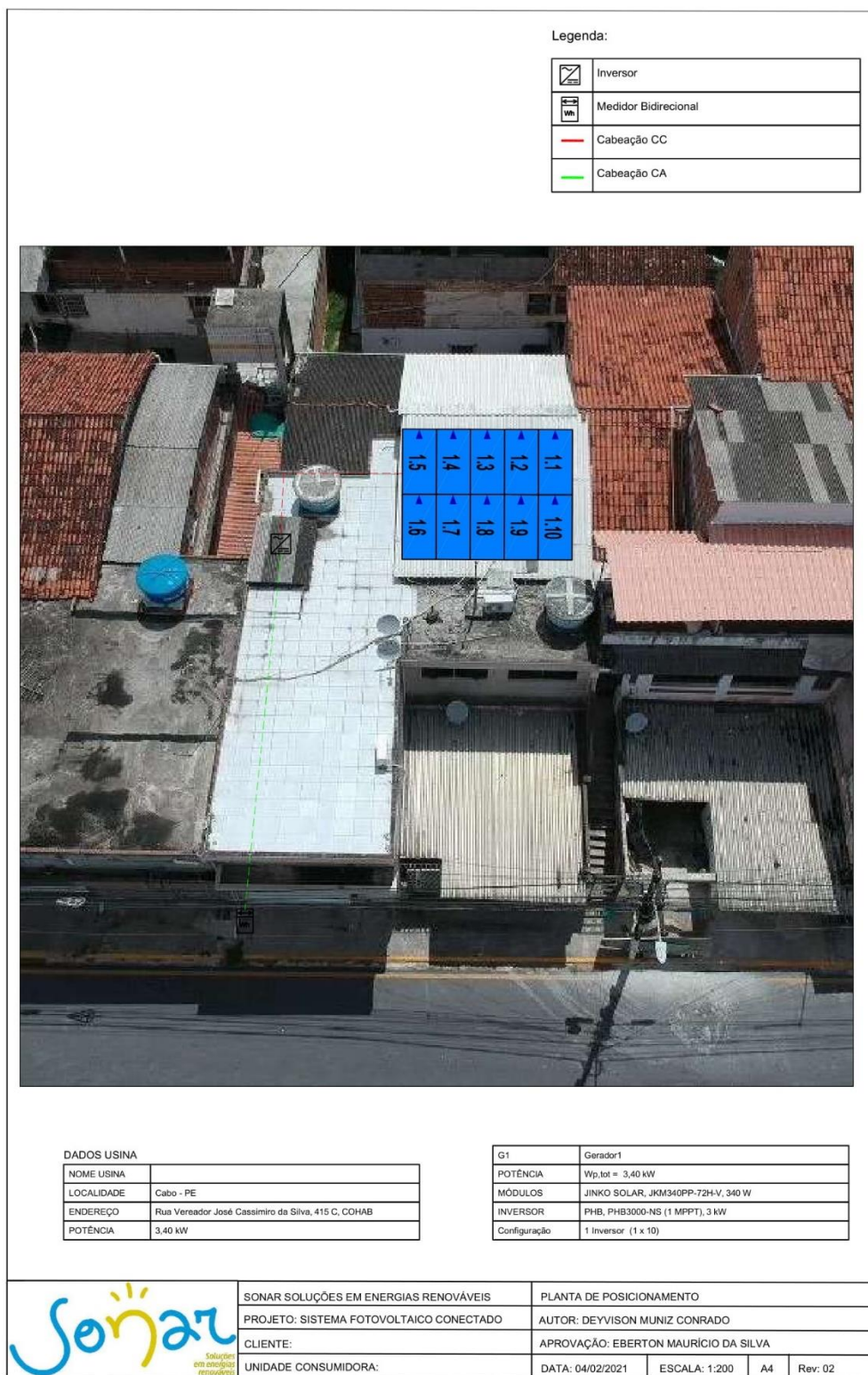
PINHO, J.; GALDINO, M. (orgs). **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 19 fev. 2021.

PORTAL SOLAR. **Porque dimensionar o seu inversor é uma boa ideia**. São Paulo: Portal Solar, 2017. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/curiosidades-sobre-energia-solar/porque-dimensionar-o-seu-inversor-e-uma-boa-ideia.html>. Acesso em: 19 fev. 2021.

SOUZA, W.; SOUZA, R.; MINORI, A. Boas Práticas de Manutenção Preventiva em Sistemas Fotovoltaicos. **Brazilian Journal of Development**. Curitiba, v. 5, n. 8, p. 12779-12791, ago. 2019. DOI: 10.34117/bjdv5n8-105. Disponível em: <https://www.brazilianjournals.com/index.php/BRJD/article/view/2866/2834>. Acesso em: 19 fev. 2021.

ZILLES, R.; MACÊDO, W.; GALHARDO, M.; OLIVEIRA, S. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

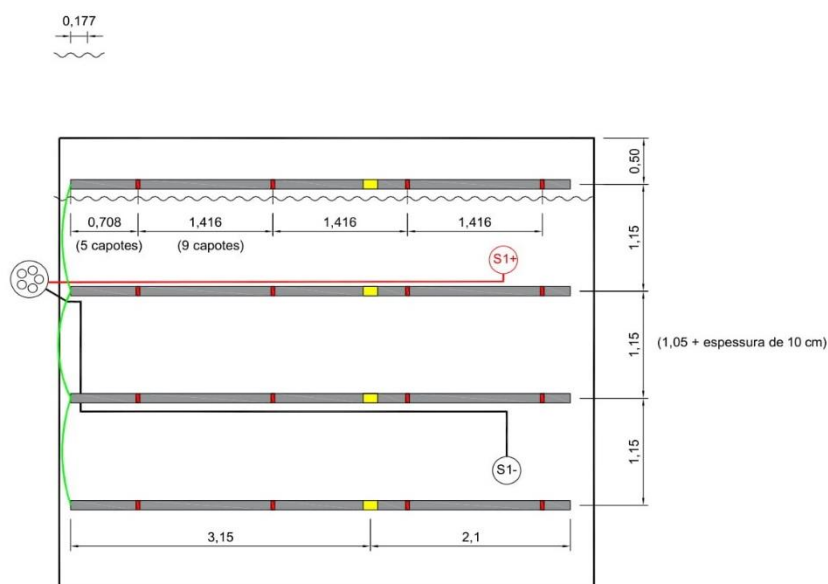
ANEXO 1 - Projeto Executivo: Planta de Posicionamento



ANEXO 2 - Projeto Executivo: Detalhamento dos Trilhos e Cabeação

Legenda:

	Hook		Eletroduto
	Emenda de Perfil		Cabo Vermelho, Positivo
	Perfil		Cabo Preto, Negativo
	Etiqueta com numeração de string		Cabo Verde-Amarelo, Aterramento



DADOS USINA

NOME USINA	
LOCALIDADE	Cabo - PE
ENDEREÇO	Rua Vereador José Cassimiro da Silva, 415 C, COHAB
POTÊNCIA	3,40 kW

G1	Gerador1
POTÊNCIA	Wp.tot = 3,40 kW
MÓDULOS	JINKO SOLAR, JKM340PP-72H-V, 340 W
INVERSOR	PHB, PHB3000-NS (1 MPPT), 3 kW
Configuração	1 Inversor (1 x 10)



SONAR SOLUÇÕES EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

PROJETO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO

CLIENTE:

UNIDADE CONSUMIDORA:

DETALHAMENTO DOS TRILHOS E CABEAÇÃO

AUTOR: DEYVISON MUNIZ CONRADO

APROVAÇÃO: EBERTON MAURÍCIO DA SILVA

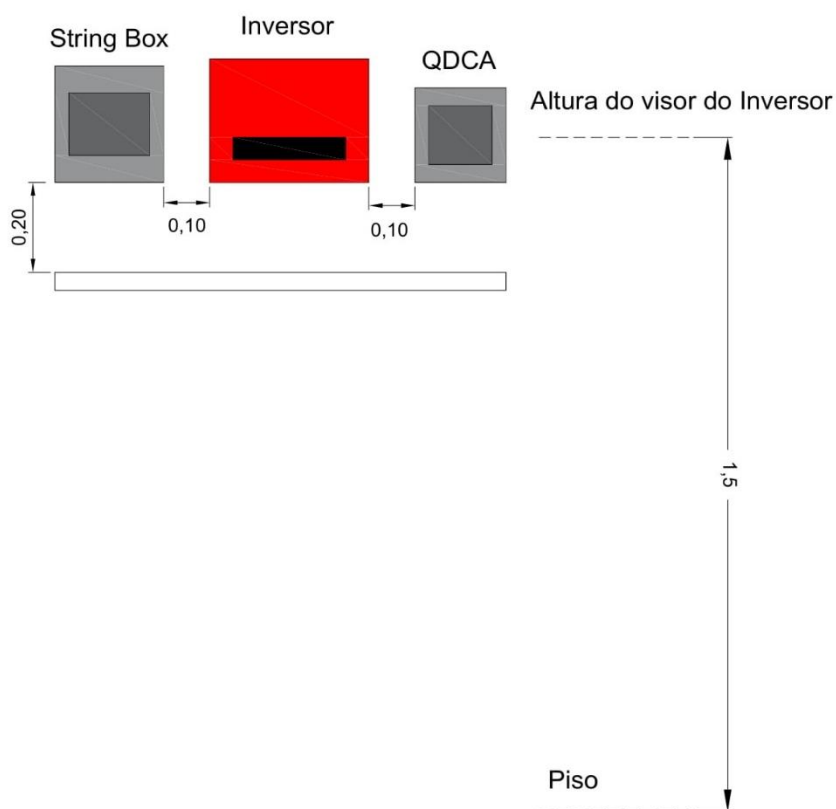
DATA: 04/02/2021

ESCALA: 1:200

A4

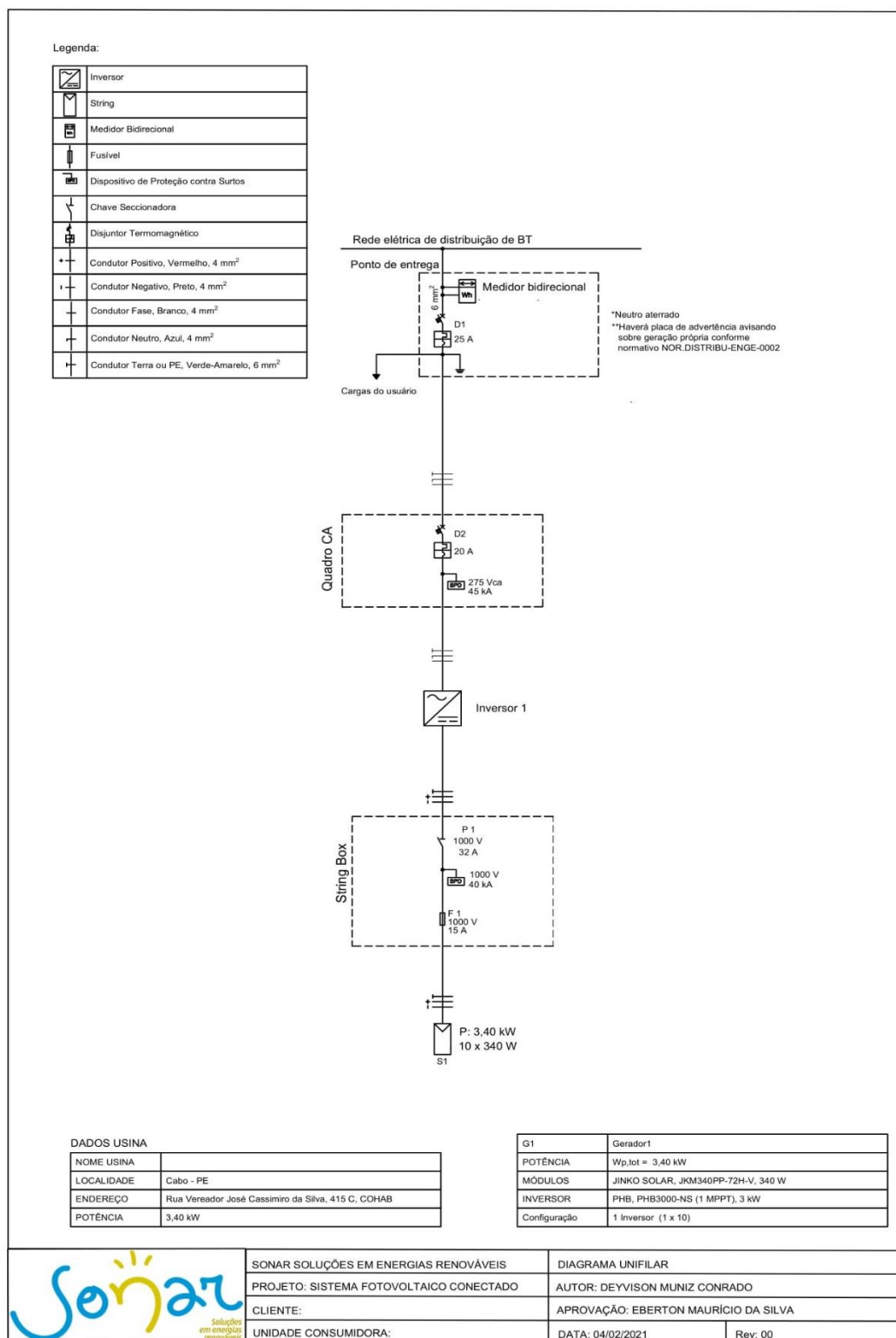
Rev: 02

ANEXO 3 - Projeto Executivo: Detalhamento dos Quadros



SONAR SOLUÇÕES EM ENERGIAS RENOVÁVEIS	DETALHAMENTO DOS QUADROS		
PROJETO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO	AUTOR: DEYVISON MUNIZ CONRADO		
CLIENTE:	APROVAÇÃO: EBERTON MAURÍCIO DA SILVA		
UNIDADE CONSUMIDORA:	DATA: 04/02/2021	ESCALA: 1:20	Rev: 00

ANEXO 4 - Projeto Executivo: Diagrama Unifilar



ANEXO 5 - Planejamento Executivo e Análise Preliminar de Perigo

	PEX / APP
---	-----------

RESPONSÁVEL: Giliane Santos

SUBSTITUTO: André Correia

1. IDENTIFICAÇÃO DA INTERVENÇÃO

ATIVIDADE: Instalação em 16 módulos

LOCALIZAÇÃO: Igarassu -PE (Cliente: Alcina)

PERÍODO: 10/11/2020 a 11/11/2020

DURAÇÃO: 48h

INFORMAÇÕES ADICIONAIS / OUTRAS ATIVIDADES PREVISTAS

- Telhado de fibrocimento.

2. MATERIAL DE CONSUMO

RECURSO	QUANTIDADE
Eletroduto 3/4	4
Curva 90° eletroduto 3/4	5
Luva rosca para eletroduto 3/4	5
Luva lisa de metal para eletroduto 3/4	5
Abraçadeira metal para eletroduto 3/4	10
Caixa de sobrepor	2
Canaleta 50x50	1
Haste de aterramento	1
Grampo de aterramento	1
Caixa de aterramento	4
Cabo azul 4mm ²	25m
Cabo branco 4mm ²	25m
Eletroduto flexível 1/2	30m
Placa de advertência	1
Adesivo da SONAR	1
Cimento	-
Areia	-

3. FERRAMENTAS / INSTRUMENTOS

RECURSO	QUANTIDADE
Maleta preta	1
Maleta Azul	1
Maleta furadeira	1
Maleta furadeira de alto impacto	1



PEX / APP

Maleta parafusadeira	1
Maleta para obra civil	0
Escada articulada	1
Colher de pedreiro	1
Masseira	1
Esponja	1
Desempoladeira	1
Pá	1
Enxada	1
Escada extensiva	1

4. EPI/EPC

RECURSO	QUANTIDADE
Cinto paraquedista com talabarte Y	4
Corda para linha de vida	1
Bota (cada colaborador irá com a sua)	-
Capacete (cada colaborador irá com o seu)	-
Óculos de proteção (preto) (cada colaborador irá com o seu)	-
Óculos de proteção (branco) (cada colaborador irá com o seu)	-
Luva pigmentada (cada colaborador irá com o seu)	-
Protetor solar	1

5. RECURSOS HUMANOS

NOME	HS PREV	HS REAL	CIÊNCIA DAS ATIVIDADES E RISCOS
Giliane Santos	8		
André Correia	8		
Ivonaldo	8		
Edson	8		

Obs.: Cabe ao Responsável pela Intervenção fazer o nivelamento detalhado das atividades e riscos envolvidos com toda a equipe.

6. DETALHAMENTO DA ATIVIDADE

HORÁRIO	ATIVIDADE	RESPONSÁVEL
1º DIA		
06:00 - 06:30	Preparação e ajustes de materiais	Giliane/Ivonaldo/Edson
06:30 - 08:00	Deslocamento	Giliane
08:00 - 09:00	Organização dos posto de trabalho	Todos
09:00 - 09:15	Amarração da escada e linha de vida	André e Ivonaldo

		PEX / APP
09:15 - 09:30	Suspensão das ferramentas e tábuas	Ivonaldo e Edson
09:15 - 09:30	Montagem dos hooks	André Correia
09:30 - 10:30	Furação e fixação dos hooks	Ivonaldo e Edson
09:30 - 10:30	Supervisão e montagem dos trilhos	André Correia
10:30 - 11:00	Preparar cabeaço	André Correia
10:30 - 11:30	Fixação dos trilhos	Ivonaldo e Edson
11:30 - 12:00	Lançamento dos cabos.	Ivonaldo e Edson
ALMOÇO		
13:00 - 16:30	Instalação dos módulos	Ivonaldo e Edson
13:00 - 16:30	Supervisão e apoio na instalação	André Correia
16:30 - 17:00	Organização dos materiais	Todos

HORÁRIO	ATIVIDADE	RESPONSÁVEL
2º DIA		
06:30 - 08:00	Deslocamento	Giliane
08:00 - 08:30	Organização dos posto de trabalho	Todos
08:30 - 10:00	Furação para abraçadeiras e fixação dos eletrodutos	Ivonaldo e Edson
08:30 - 12:00	Supervisão e apoio na instalação	
10:00 - 11:00	Rasgo para instalação de eletroduto	Ivonaldo e Edson
11:00 - 11:30	Aterramento	Ivonaldo e Edson
11:30 - 12:00	Passagem cabo cc	Ivonaldo e Edson
ALMOÇO		
13:00 - 14:00	Fixação e conexões das strings box e inversor	Edson e André
14:00 - 14:30	Ensaio	André Correia
14:30 - 15:30	Cobertura dos rasgos	Ivonaldo e Edson
14:30 - 16:00	Supervisão e apoio na instalação	André Correia
15:30 - 16:00	Organização dos materiais	Todos

ANEXO 6 - Ficha de Inspeção para Manutenção

FICHA DE INSPEÇÃO DA MANUTENÇÃO						
IDENTIFICAÇÃO DA USINA						
Potência			Módulos			
Inversor(es)			Localidade			
ITENS						
Seção	Nº	Operação	Execução	Problema	Solução	Observações
Monitoramento	1	Verificar conexão do inversor ao Wi-fi	()	()	()	
	2	Verificar funcionamento do monitoramento remoto	()	()	()	
Inversor	3	Inspeção visual do inversor	()	()	()	
	4	Verificar integridade da carcaça	()	()	()	
	5	Verificar fixação e distâncias mínimas	()	()	()	
	6	Verificar ruído	()	()	()	
	7	Verificar funcionamento adequado dos leds	()	()	()	
	8	Verificar funcionamento do <i>display</i> e dos botões de controle	()	()	()	
	9	Verificar temperatura e ventilação	()	()	()	
	10	Verificar fixação dos cabos e conectores	()	()	()	
String Box	11	Inspeção visual da String Box	()	()	()	
	12	Verificar integridade da carcaça	()	()	()	
	13	Verificar fixação e distâncias mínimas	()	()	()	
	14	Verificar temperatura e ventilação	()	()	()	
	15	Verificar fixação dos cabos e conectores	()	()	()	
	16	Verificar estado dos fusíveis	()	()	()	
	17	Verificar estado das chaves CC	()	()	()	
	18	Verificar estado dos DPSs	()	()	()	

QDCA	19	Inspeção visual do QDCA	()	()	()	
	20	Verificar integridade da carcaça	()	()	()	
	21	Verificar fixação e distâncias mínimas	()	()	()	
	22	Verificar temperatura e ventilação	()	()	()	
	23	Verificar fixação dos cabos e conectores	()	()	()	
	24	Verificar estado do disjuntor	()	()	()	
	25	Verificar estado do DPS	()	()	()	
Módulos	26	Inspeção visual da superfície dos módulos	()	()	()	
	27	Inspeção das caixas de junção	()	()	()	
	28	Verificar fixação e estado dos cabos e conectores	()	()	()	
	29	Verificar sombreamento	()	()	()	
Estrutura de sustentação	30	Verificar boa condição do telhado	()	()	()	
	31	Verificar estado dos trilhos	()	()	()	
	32	Verificar fixação dos <i>interclamps</i>	()	()	()	
	33	Verificar fixação dos <i>endclamps</i>	()	()	()	
	34	Verificar fixação dos grampos de aterramento	()	()	()	
	35	Verificar se há vegetação, animais etc no entorno	()	()	()	
Cabeação	36	Inspeção visual dos cabos e conectores	()	()	()	
	37	Verificar fixação e tração dos cabos	()	()	()	
	38	Verificar fixação dos conectores	()	()	()	
	39	Verificar continuidade do aterramento nos diversos pontos do sistema	()	()	()	