

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS
ENGENHARIA ELÉTRICA
THIAGO BALDIN RODRIGUES

COMISSONAMENTO DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Varginha

2017

THIAGO BALDIN RODRIGUES

COMISSIONAMENTO DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel sob orientação do Prof. Msc. Josué Aquino.

Varginha

2017

THIAGO BALDIN RODRIGUES

COMISSIONAMENTO DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel pela banca examinadora composta pelos membros:

Aprovado em / /

Prof.

Prof.

Prof.

OBS.:

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas que contribuíram de alguma forma para a execução desse trabalho, pelo apoio de colegas e familiares que acreditam e confiam em mim e ao Prof. Msc. Josué Aquino por ter me apresentado o tema e dado todo apoio necessário.

“A mente que se abre a nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original”

Albert Einstein

RESUMO

Em consequência do aumento de instalações de usinas fotovoltaicas proveniente da liberação e padronização pela Agência Nacional de Energia Elétrica, verifica-se um considerável crescimento de microgeradores conectados à rede de distribuição e também de novas empresas que oferecem o serviço de projeto e instalação. No entanto não há no mercado quantidade suficiente de profissionais qualificados para suprir esta demanda, o que reduz a qualidade e eficiência dos projetos e instalações. Este trabalho apresenta o comissionamento de usinas fotovoltaicas com base nas normas vigentes e foi um estudo de caso em uma usina instalada na Cidade Universitária da Fundação de Ensino e Pesquisa do Sul de Minas com 1,325 kWp de potência instalada. O comissionamento visa verificar o correto funcionamento dos componentes da usina para garantir que ela opere em condições satisfatórias, e também analisa se as instalações estão compatíveis com o projeto. Este trabalho descreve os procedimentos que foram efetuados e os equipamentos utilizados durante o comissionamento, assim como apresentará os resultados obtidos na usina avaliada. Apresenta também um relatório contendo todos os dados da usina, bem como, as não conformidades encontradas e como adequá-las. Durante as vistorias foram observados diversos problemas documentais, de instalação e dimensionamento, que foram relatados e indicado soluções e/ou adequações para cada um, este texto apresenta também o gerenciamento de risco para análise da não necessidade de instalação de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas no local.

Palavras-Chave: Comissionamento. Fotovoltaica. Qualificação. Microgeração. ON GRID.

ABSTRACT

Because the increase in installations of photovoltaic plants proved by the release and standardization by National Electric Energy Agency (ANEEL-BR), there is a considerable growth of micro generators connected to the electric distribution network and the new companies that offer the service of project and installation. However, there is no sufficient of qualified professional's quantity to this demand, which reduces the quality and efficiency of projects and facilities. The paper shows the photovoltaic plants commissioning based on the current Brazilians norms and was a case of study in a plant installed in the Cidade Universitária da Fundação de Ensino e Pesquisa do Sul de Minas (Unis MG) with 1,325 kWp of power. The commissioning is aimed at verifying the correct functioning of the plant components to ensure that it operates in satisfactory conditions, and examines too if the facilities are compatible with the project. This work describes the procedures that were performed and the equipment used during the commissioning, as well as present the results obtained in the evaluated plant. It also presents a report containing all the data of the plant, as well as, the nonconformities found and how to adapt them. During the inspections were observed several documentary problems, installation and sizing, which were reported and indicated solutions and / or adaptations for each one, this text also presents the risk management for analysis of the need not to install a protection system against atmospheric discharges conditions.

Key-Words: Commissioning. Photovoltaic. Qualification. Microgeneration. ONGRID.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Radiação solar no plano inclinado média anual.....	18
Figura 2 - Estrutura de banda de energia em (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.	20
Figura 3 - Efeito Fotovoltaico.	21
Figura 4 - Junção pn	22
Figura 5 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica.	23
Figura 6 - Obtenção das resistências série e paralelo pela curva IxV de uma célula.	23
Figura 7 - Junção pn de uma célula fotovoltaica	24
Figura 8 - Irradiância extraterrestre Efetiva.	25
Figura 9 - Ângulos formados entre a posição do Sol e o módulo fotovoltaico.	26
Figura 10 - Módulos FV de (a) Silício Policristalino, (b) Silício Monocristalino, (c) Silício Amorfo, (d) Filme Fino com Encapsulamento Flexível, (e) CIS e (f) Silício Monocristalino com Encapsulamento Vidro-Vidro.....	27
Figura 11 - Célula Individual à Esquerda e Arranjo das Células à Direita (Módulo).	28
Figura 12 - Associação em Série de Módulos (String) à Esquerda e Arranjo de Módulos à Direita.	28
Figura 13 - Alguns modelos de inversores para sistemas fotovoltaicos.....	29
Figura 14 - Esquema de Dispositivos de Proteção do Sistema Fotovoltaico.	30
Figura 15 - Sistema de Geração Fotovoltaica OFF-GRID.	30
Figura 16 - Sistema de Geração Fotovoltaica ON-GRID.....	31
Figura 17 - Analisador de Qualidade de Energia.	32
Figura 18 - Multímetro.	33
Figura 19 - Câmera Termográfica.	34
Figura 20 - Traçador de Curva IxV.	34
Figura 21 -Foto de uma Câmera Termográfica Expondo Células com Aquecimento.	38
Figura 22 - Foto de uma Câmera Termográfica Expondo Vários Módulos com Várias Células Aquecidas.	39
Figura 23 - Posicionamento do Diodo de Bloqueio.	41
Figura 24 - Sujidade e fezes de pássaros nos módulos.....	51
Figura 25 - Cabo de saída do sindal não conforme	51
Figura 26 - Sinal de ligação cc dentro da caixa de inspeção – imagem termográfica.....	53
Figura 27 - Sinal de ligação cc dentro da caixa de inspeção - imagem real.....	53

Figura 28 - Conexão do porta fusível dentro da string box - imagem termográfica	54
Figura 29 - Conexão do porta fusível dentro da stringbox - imagem real.....	55
Figura 30 - Pontos aquecidos devido a sujidade nos módulos.	55
Figura 31 - Aquecimento proveniente dos diodos de by-pass.....	56
Figura 32- Imagem infravermelha do inversor.....	56
Figura 33 - Medição de tensão residual.....	57
Figura 34 - Medição de aterramento.....	58
Figura 35 - Ng utilizado para o gerenciamento de risco.....	59
Figura 36 - Tensão c.c na caixa de junção.....	59
Figura 37 – Direita (DPS), Esquerda (Dados de placa do inversor).....	60
Figura 38 - Dados de placa dos módulos.....	60

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Matriz Energética Brasileira 2017.....	17
Quadro 2 - Valores mínimos de Resistência de Isolamento.....	40
Quadro 3 -Informações de projeto.....	44
Quadro 4 -Corrente máxima do dispositivo de seccionamento da série FV.	46
Quadro 5 - Cálculo do comprimento crítico.....	46
Quadro 6 - Tempo máximo de desligamento	46
Quadro 7 - Medições de tensão e corrente de curto circuito	52
Quadro 8 - Inconformidades e soluções	62

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

a-Si:H – Silício amorfo hidrogenado;

Bandgap – Banda Proibida;

CdTe – Telureto de Cadmio;

CGH – Central Geradora Hidrelétrica;

CGU – Central Geradora Undi-elétrica;

CIGS – Disseleneto de Cobre Índio e Gálio;

E_c – Nível inferior de energia da banda de condução;

E_c – Nível inferior de energia da banda de condução;

E_f – Nível de Fermi;

E_f – Nível de Fermi;

E_g – Valor da energia do gap ($E_g=E_c-E_v$);

E_g – Valor da energia do gap ($E_g=E_c-E_v$);

EOL – Central Geradora Eólica;

eV – Elétron-Volt;

E_v – Nível máximo de energia na banda de condução;

E_v – Nível máximo de energia na banda de condução;

$I_{0,ef}$ – Constante solar;

I_L – Corrente fotogerada (A);

I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo (A);

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$);

n – dia juliano;

n – Fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos;

N_g – Densidade de descargas atmosféricas para a terra ($1/\text{km}^2/\text{ano}$)

PCH – Pequena Central Hidrelétrica;

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;

q – Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$);

R_p – Resistência Paralela do módulo fotovoltaico;

R_s – Resistência Série do módulo fotovoltaico;

SPDA – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas;

T – Temperatura absoluta (K);

uc-SI – Silício monocristalino;

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica;

UHE – Usina Hidrelétrica;

UTE – Usina Termelétrica;

UTN – Usina Termonuclear;

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	17
2.1 Efeito Fotovoltaico	19
2.1.1 Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica	19
2.2 Irradiância Solar	24
2.3 Usina Fotovoltaica	26
3 COMISSIONAMENTO	32
4 TESTES APLICADOS NO COMISSIONAMENTO	36
4.1 Análise da Qualidade de Energia	36
4.2 Inspeção Visual	37
4.3 Medição de Tensão	37
4.4 Inspeção com Câmera Termográfica.....	37
4.5 Aterramento, Equipotencialização e SPDA	39
4.6 Análise de isolamento elétrico do sistema.	39
4.7 Ensaio do Diodo de Bloqueio	40
4.8 Ensaio da Curva IxV	41
4.9 Ensaio da Caixa de Junção	42
4.9.1 Método de Leitura Convencional	42
4.9.2 Método de Leitura Alternativo	43
5 DOCUMENTAÇÃO.....	44
6 VERIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DA USINA FOTOVOLTAICA.....	46
7 FICHA DE CONFERÊNCIA PARA INSPEÇÃO	47
8 METODOLOGIA.....	48
9 OBJETIVOS DO COMISSIONAMENTO	49
10 RESULTADOS DA INSPEÇÃO.....	50
10.1 Inspeção visual.....	50
10.2 Medição de Tensão	52

10.3 Inspeção com Câmera Termográfica.....	52
10.4 Aterramento, Equipotencialização e SPDA	57
10.5 Ensaio da caixa de junção	59
10.6 Documentação	61
11 CONCLUSÃO.....	62
REFERÊNCIAS	64
ANEXO A - Parâmetros para seleção de dispositivos de proteção.....	66
ANEXO B - Lista para verificação da inspeção de comissionamento.	70
ANEXO C - Gerenciamento de risco para verificação da necessidade da instalação do SPDA.....	72

1 INTRODUÇÃO

Devido ao grande crescimento de usinas fotovoltaicas sendo instaladas e a liberação e padronização segundo a (ANEEL, 2017) é grande o surgimento de novos microgeradores conectados à rede de distribuição e também de novas empresas que oferecem o serviço de projeto e instalação, porém não há profissionais devidamente treinados para suprir a demanda de mercado, reduzindo a qualidade e eficiência dos projetos e instalações.

O comissionamento está previsto na ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e é de suma importância para vistoriar e garantir a segurança do operador/cliente que contratam essas empresas e confiam no serviço executado, além de garantir a qualidade da energia entregue à concessionária.

O profissional especializado em comissionamento pode trabalhar nas empresas ou como autônomos prestando serviço desde antes da instalação para garantir a correta execução do projeto até em usinas já em funcionamento, para identificar e prevenir os problemas existentes e certificar o sistema seguindo recomendações das normas vigentes. O Brasil vem passando atualmente por uma mudança radical de conceito quanto ao impacto ambiental, na qual a energia fotovoltaica é a forma de geração que menos libera resíduos e não causa nenhuma alteração no ambiente em que está instalado, a não ser o efeito visual (OLIVEIRA, 2014).

A Figura 1 demonstra que a incidência solar no Brasil é excelente para esse tipo de geração, pois existe a possibilidade de instalação em todo território nacional, e sua instalação pode ser feita diretamente no consumidor, minimizando as perdas e custos de transmissão, sua procura tende a aumentar ainda mais nos próximos anos (ALMEIDA, 2012) tornando-se mais viável a cada dia.

O motivo principal da escolha por esse tema para apresentar como TCC é a diversidade de áreas que envolvem o comissionamento e o conhecimento adquirido durante a pesquisa e execução do comissionamento na prática. Entre os conhecimentos necessários estão: qualidade de energia, dispositivos de proteção, aterramento, SPDA, teste de isolamento elétrico, análise de imagens de câmera termográfica, analisador de curvas IxV, relatórios e *checklist*.

2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

De acordo com (ANEEL, 2017) em abril de 2017, estavam homologadas 44 usinas fotovoltaicas ON-GRID no Brasil, totalizando uma potência instalada de 27.760,67 KW sendo a maior delas em Tubarão/SC com 3.068,23 KW. Essa é uma parcela muito pequena no cenário energético nacional com 0,02% como mostrado em (ANEEL, 2017).

Quadro 1- Matriz Energética Brasileira 2017

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	607	522.839	523.510	0,35
EOL	424	10.393.738	10.393.742	6,86
PCH	436	4.963.487	4.952.203	3,27
UFV	44	27.761	23.761	0,02
UHE	219	101.138.278	92.605.229	61,08
UTE	2.950	42.838.841	41.112.792	27,12
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,31
Total	4.682	161.874.944	151.601.237	100

Fonte: (ANEEL, 2017).

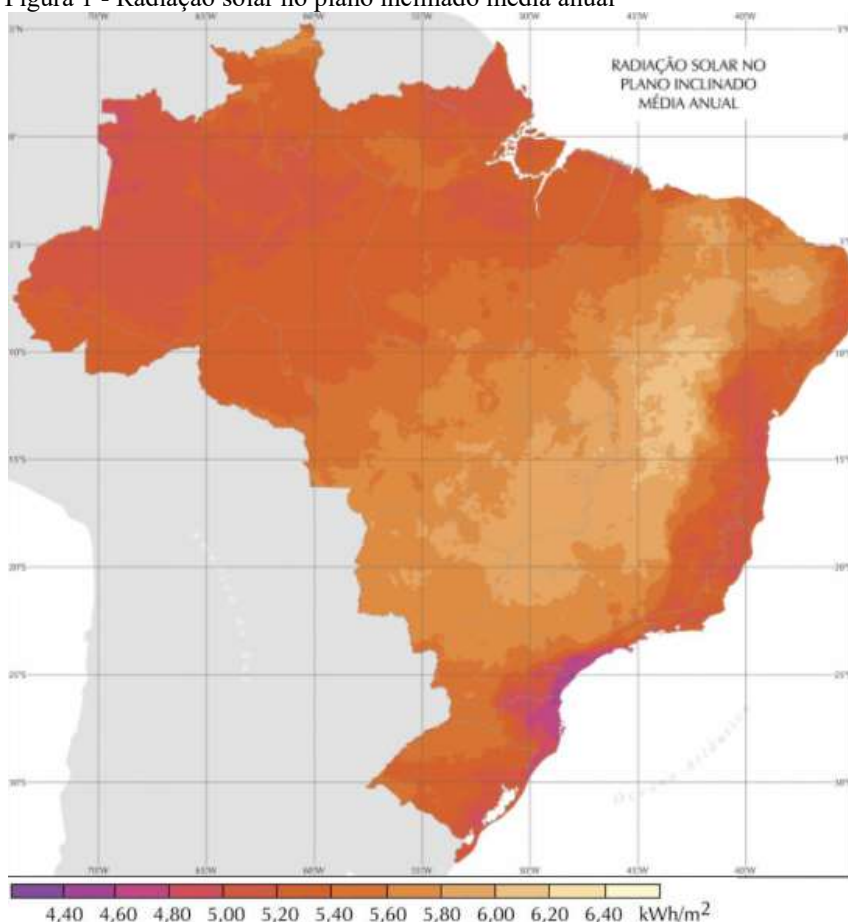
Sendo CGH (Central Geradora Hidrelétrica), CGU (Central Geradora Undi-elétrica), EOL (Central Geradora Eólica), PCH (Pequena Central Hidrelétrica), UFV (Central Geradora Solar Fotovoltaica), UHE (Usina Hidrelétrica), UTE (Usina Termelétrica), UTN (Usina Termonuclear).

Usinas movidas pela força dos ventos produziram 3.495 MW médios nos dois primeiros meses do ano; capacidade instalada da fonte chegou a 10,4 GW. Dados consolidados do boletim InfoMercado mensal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apontam que a produção de energia eólica em operação comercial no Sistema Interligado Nacional – SIN foi 61,5% superior à geração no mesmo período de 2016. As usinas da fonte produziram um total de 3.495 MW médios em janeiro e fevereiro frente aos 2.164 MW médios gerados no primeiro bimestre do ano anterior. A representatividade da fonte eólica em relação a toda energia gerada no período por todas as usinas do Sistema alcançou 5,3%. A fonte hidráulica (incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs) foi responsável por 81,7% do total e as usinas térmicas responderam por 13% da geração no país. Ao final de fevereiro deste ano, havia 409 usinas em operação comercial no país, que somam 10.393 MW de capacidade instalada, aumento de 23% frente às 332 unidades geradoras existentes no mesmo mês do ano passado. (CERNE, 2017).

A energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas ocupa a maior porcentagem de geração do país, com 61,08% mostrado no Quadro 1. A usina de Itaipu ocupa uma considerável parcela com 14GW de potência instalada sendo, 7GW pertencente ao Brasil gerados em 60Hz e 7GW pertencente ao Paraguai gerados em 50Hz. Parte da energia gerada pelo lado do Paraguai retorna ao Brasil pela linha de corrente contínua (ITAIPU, 2017).

A Itaipu Binacional teve a maior produção diária de todos os tempos, no primeiro trimestre deste ano. A média foi de 284.496 MWh, ante os 281.664 MWh de geração diária em 2016, o segundo melhor resultado desde que a usina entrou em operação, há quase 33 anos (maio de 1984). Mesmo com um dia a menos no calendário em relação a 2016, que foi um ano bissexto, e em condições hidrológicas menos favoráveis, a produção acumulada nos três primeiros meses de 2017 praticamente empatou com a do mesmo período do ano passado. Foram 25.604.769 MWh, apenas 0,1% inferior em relação ao recorde trimestral de 2016, que foi de 25.631.082 MWh. O que Itaipu gerou de janeiro a março deste ano seria suficiente para atender uma cidade como Curitiba durante cinco anos e três meses. A produção de Itaipu no primeiro trimestre já a coloca em segundo lugar, hoje, quando comparada à produção anual entre todas as 4.500 plantas de geração elétrica do Brasil. (CERNE, 2017).

Figura 1 - Radiação solar no plano inclinado média anual



Fonte: (PINHO, 2014).

A forma de geração que será abordada nesse trabalho é a energia fotovoltaica. O Brasil tem grande incidência de raios solar devido sua localização e sua extensão territorial, o que facilita a implantação dessa tecnologia de geração, que necessita de grande espaço territorial quando comparado com as demais formas de geração. A radiação solar no plano inclinado média anual do Brasil pode ser verificado na Figura 1

2.1 Efeito Fotovoltaico

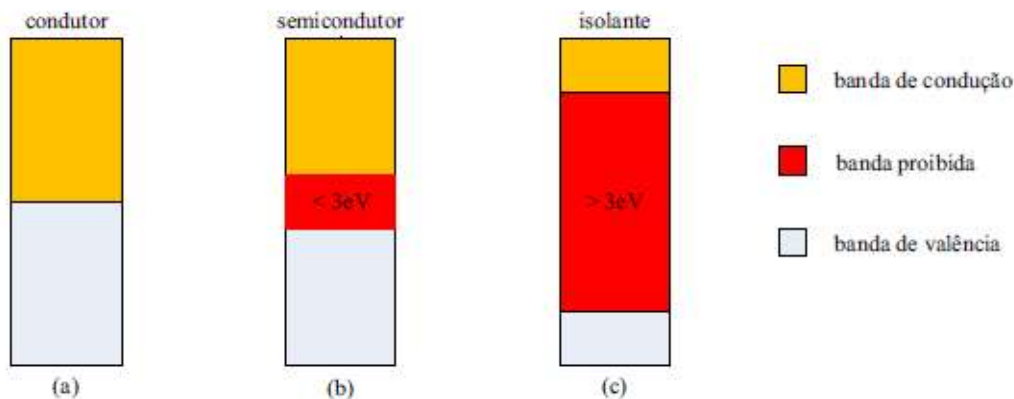
Ao analisar todas as formas de geração de energia elétrica de acordo com (pinho 2014), chega-se à conclusão que todas são derivadas da energia solar. Energia eólica é proveniente da energia cinética dos ventos e o deslocamento dos ventos foi causado pela radiação solar, energia hidroelétrica é proveniente do represamento de água, que só foi possível devido ao fenômeno de evaporação, energia termoelétrica, o petróleo, carvão, cana entre outros necessitaram do sol para realizar a fotossíntese. Nós seres humanos, necessitamos do sol para manter nossa saúde, além de obtermos alimentos naturais, devido sua existência, a energia solar vem sendo cada vez mais explorada com a criação e evolução dos painéis fotovoltaicos, que são capazes de gerar energia elétrica a partir da luz do sol incidido num material semicondutor, esse processo recebe o nome de efeito fotovoltaico.

Becquerel em 1839 ao incidir luz sobre uma solução ácida notou o aparecimento de uma diferença de potencial em eletrodos imersos na solução. Em 1883, foi criada a primeira célula fotovoltaica por C. E. Frits, fabricada com selênio. Em 1950, foi desenvolvida a primeira célula produzida com semicondutores pela empresa Bell (EUA) com rendimento em cerca de 6%. A tecnologia de lâmina de silício lidera o mercado de vendas com 87% em 2011, porém não é a única tecnologia de células fotovoltaicas presentes no mercado, disputando com ela está a filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício monocristalino (uc-SI), silício crescido.

2.1.1 Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica

O material semicondutor é o principal elemento usado na fabricação dos módulos fotovoltaicos, devido sua característica de separação entre as duas bandas de energia chamada de banda proibida (*bandgap*), diferenciando dos materiais condutores, onde quanto menor o *bandgap*, melhor condutor é o material, também dos materiais isolantes, que ao contrário dos materiais condutores, quanto maior o *bandgap* mais isolante é o material. Na Figura 2, está ilustrada a separação das bandas de energia para materiais condutores, semicondutores e isolantes. Simplificando o entendimento das diferenças dessas três matérias citadas, o semicondutor está entre o condutor e o isolante, onde a princípio ele é isolante e começa a conduzir quando há energia suficiente para romper o *bandgap*, que para painéis fotovoltaicos pode atingir até 3eV(elétrons-volt) a 0° k. (PINHO, 2014).

Figura 2 - Estrutura de banda de energia em (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.

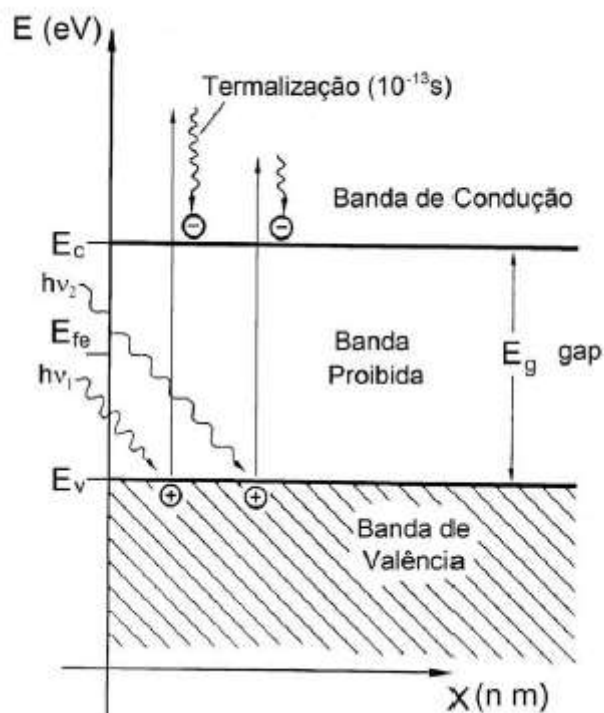


Fonte: (PINHO, 2014).

O ponto importante dos semicondutores é que para temperaturas acima de 0°K , elétrons da banda de valência saltam para banda de condução, ficando livres e conseqüentemente aparece o mesmo número de lacunas na banda de valência, mas a principal característica que tornou possível a fabricação dos módulos fotovoltaicos é que as incidências de fótons também formam pares elétron-lacuna, possibilitando assim a geração de energia elétrica pelo efeito fotovoltaico como mostrado na Figura 3.

Porém, para que seja possível a retirada dessa energia em forma de corrente elétrica é necessário separar os portadores, e para isso utiliza-se matérias de diferentes dopagens combinadas entre si a fim de formar a junção *pn*. Materiais dopados são materiais semicondutores puros com o incremento de impurezas, essas impurezas são elementos que possuem quantidades de elétrons na camada de valência diferentes do material principal, ou seja, o silício é o semicondutor mais utilizado na fabricação de módulos fotovoltaicos e possuem 4 elétrons na camada de valência, que quando combinado com outro átomo de silício todos os elétrons formam ligações covalentes, quando é inserido uma impureza com 5 elétrons na camada de valência no caso do Fósforo (P), todas as ligações covalentes são feitas e sobra um eletro fracamente ligado ao átomo, dando origem ao material tipo N (negativo) e o contrário acontece quando inserimos um elemento com 3 elétrons no caso do boro (B), ficará um elétron do silício necessitando de outro elétron para ligação, dando origem ao material tipo P (positivo).

Figura 3 - Efeito Fotovoltaico.

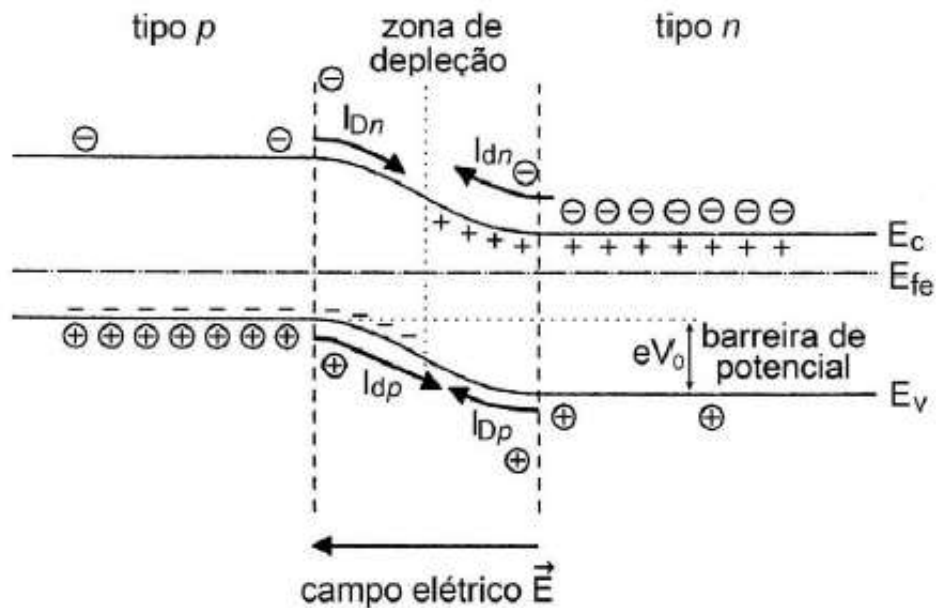


Fonte: (PINHO, 2014).

Sendo E_c (Nível inferior de energia da banda de condução), E_v (Nível máximo de energia na banda de condução), E_{fe} (Nível de Fermi), E_g (Valor da energia do gap ($E_g = E_c - E_v$)).

Na união desses dois materiais forma-se a junção pn , onde os elétrons livres do material N ocupam as lacunas do material tipo P, formando uma região de cargas fixas, nessa região aparece um campo elétrico, pois os elétrons se recombinam até uma certa distância onde os demais elétrons não tem energia suficiente para caminhar pelo espaço formado pela região de cargas fixas, esse fenômeno é ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Junção pn



Fonte: (PINHO, 2014).

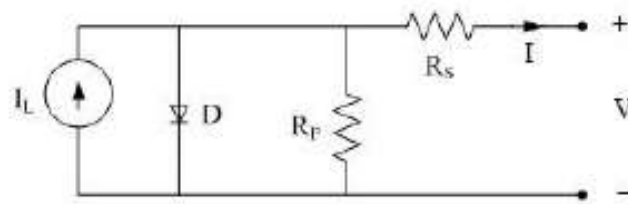
A junção pn , quando não está na temperatura de 0°K , está gerando uma corrente devido à agitação causada pela transferência de energia por atrito, que somado com a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico, constituem a corrente total de geração de um módulo em seu funcionamento cotidiano, calculada pela Equação 1.

$$I = I_L - I_0 \left[\left(\frac{qV}{nkT} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

Sendo I_L (Corrente fotogerada (A)), I_0 (Corrente de saturação reversa do diodo (A)), n (Fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos), q (Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$)), k (Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$)), T (Temperatura absoluta (K)).

Devido às resistências em série e em paralelo do módulo fotovoltaico, onde a resistência em série é proveniente da junção metal-semicondutor, regiões dopadas e as malhas metálicas de captação de corrente, e a resistência em paralelo proveniente de pontos em curto circuito entre as camadas n, p e partes metálicas do módulo, origina no circuito mostrado na Figura 5 (PINHO, 2014).

Figura 5 - Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica.



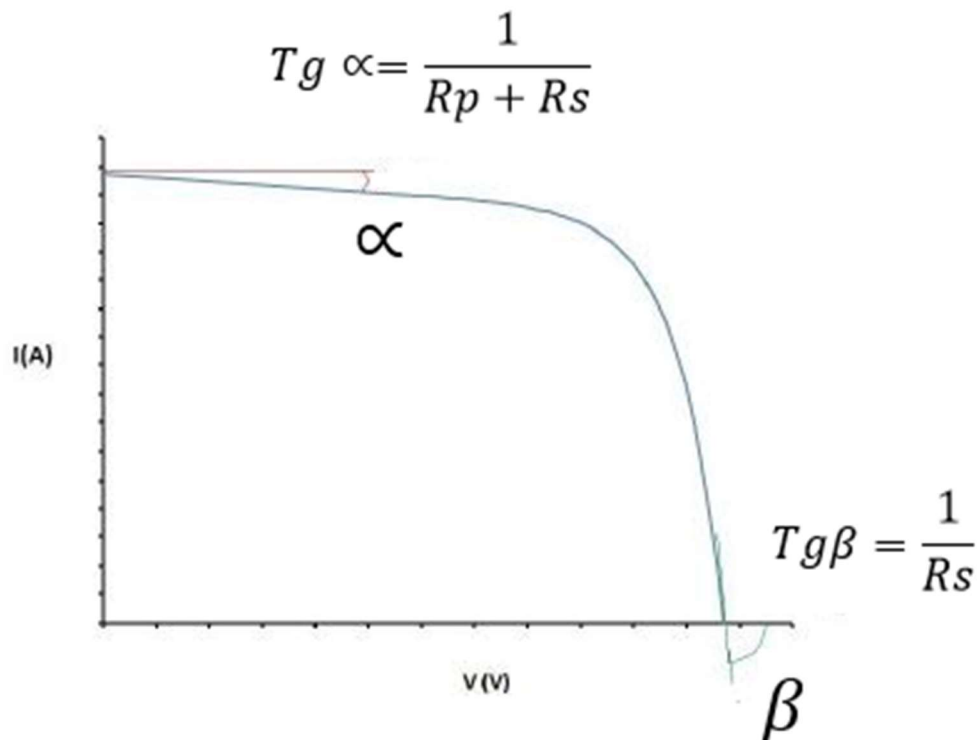
Fonte: (PINHO, 2014)

A partir do circuito mostrado na Figura 5 e da Equação 1, obtém-se a equação da curva característica (curva IxV) mostrada na Equação 2, onde R_s é a resistência em série e R_p é a resistência em paralelo.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2)$$

Graficamente é possível obter os valores das resistências série e paralelo dos módulos fotovoltaicos aplicando as equações descritas na Figura 6.

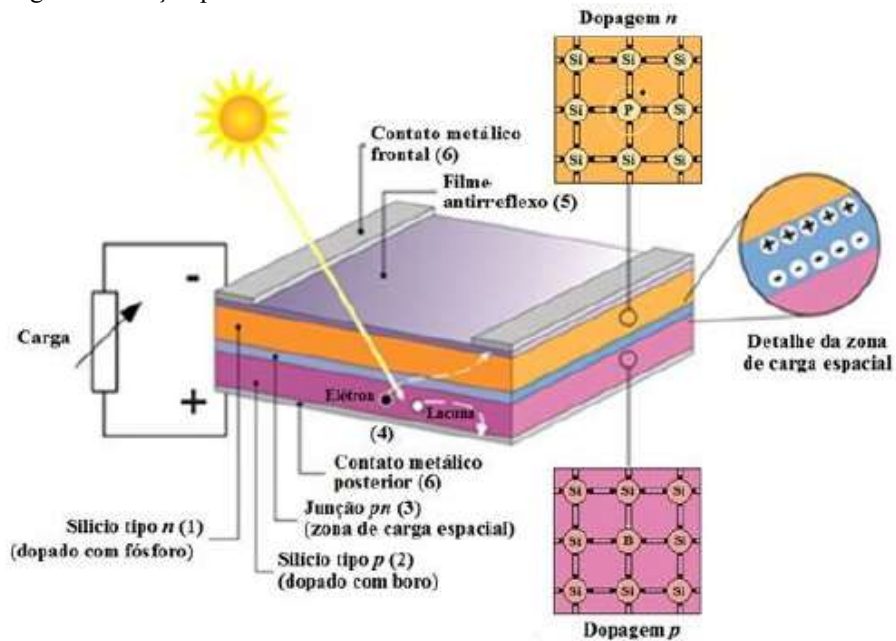
Figura 6 - Obtenção das resistências série e paralelo pela curva IxV de uma célula.



Fonte: (PINHO, 2014)

A Figura 7 está em detalhe a zona de carga espacial, também conhecida como zona de carga fixa.

Figura 7 - Junção pn de uma célula fotovoltaica



Fonte: (PINHO, 2014).

2.2 Irradiância Solar

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar. (PINHO, 2014 p. 70).

Figura 8 - Irradiância extraterrestre Efetiva.



Fonte: (PINHO, 2014).

A irradiância extraterrestre é a irradiância que incide o topo da camada atmosférica, ela pode ser calculada de acordo com a equação apresentada na Figura 8, resultando no gráfico mostrado também na Figura 8, onde $I_{0,ef}$ é a constante solar e n é o dia juliano.

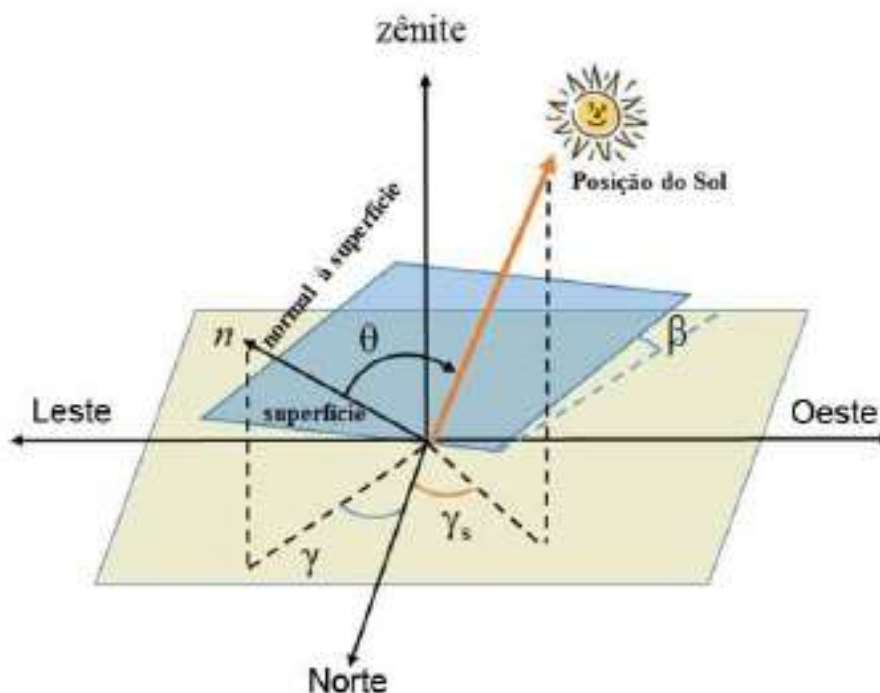
A constante solar (I_0) é definida como o valor da irradiância extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média Terra-Sol, e tem valor aproximado de 1.367 W/m^2 (adotado pelo WCR – *World Radiation Center*). A excentricidade da elipse que descreve a trajetória da Terra em torno do Sol resulta em uma variação no valor da irradiância extraterrestre ao longo do ano. (PINHO, 2014 p. 71).

Como visto na Figura 8, a irradiância extraterrestre varia de acordo com o decorrer do ano, tomando seu maior valor próximo do solstício de verão e seu menor valor próximo do solstício de inverno.

Devido ao movimento de rotação da Terra em relação ao Sol e seu eixo estarem deslocado em aproximadamente $23,45^\circ$, o movimento anual da Terra descreve uma trajetória elíptica, dando origem às estações do ano, logo a variação de irradiância extraterrestre é oscilante.

Esse movimento da Terra em relação ao Sol muda o ângulo de incidência da irradiância no plano da terra, onde se faz necessário conhecer alguns desses ângulos a fim de posicionar os módulos fotovoltaicos de maneira correta para conseguir maior tempo e quantidade de incidência de irradiância no módulo fotovoltaico durante o dia. Na Figura 9, estão representados alguns desses ângulos.

Figura 9 - Ângulos formados entre a posição do Sol e o módulo fotovoltaico.



Fonte: (PINHO, 2014)

Sendo Ângulo Zenital o ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite), Altura ou Elevação Solar o ângulo formado entre os raios do Sol e o plano horizontal da Terra, Ângulo Azimutal do Sol (γ_s) o ângulo formado entre a projeção do Sol e a direção Norte-Sul, Ângulo Azimutal de Superfície (γ) a projeção do plano normal do módulo fotovoltaico em relação a direção Norte-Sul, Inclinação da superfície de captação (β) ângulo formado entre o plano e a superfície do módulo fotovoltaico e o plano horizontal da Terra e Ângulo de incidência (θ) ângulo formado entre a superfície da captação e os raios do Sol.

2.3 Usina Fotovoltaica

O sistema fotovoltaico no Brasil tem crescido consideravelmente nos últimos anos com a liberação e inserção de microgeradores na rede de distribuição de energia elétrica que foi padronizado pela RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, onde “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” (ANEEL 428, 2012). Os requisitos técnicos e de projeto são expostos pela ANEEL no Módulo 3, do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (PRODIST 8/3, 2016), e também no Manual da Engenharia para

Sistemas fotovoltaicos (PINHO, 2014), assim como na ABNT NBR 16274 (Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho) (ABNT NBR 16274:2014, 2014).

O sistema fotovoltaico é constituído basicamente da seguinte forma: na Figura 10 estão representados alguns tipos de módulos de silício, que são responsáveis em transformar a energia luminosa do Sol em energia elétrica na forma de corrente contínua, para isso eles são posicionados com certa inclinação em relação ao plano horizontal da Terra, onde recebe diretamente a luz solar.

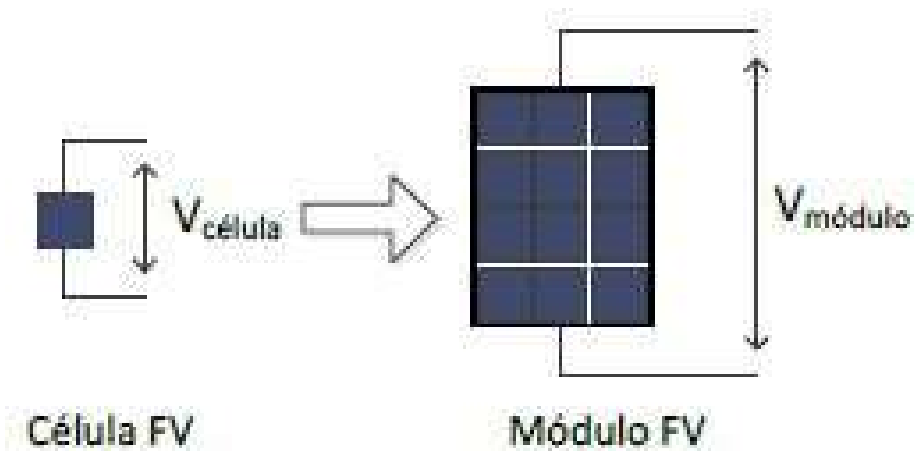
Figura 10 - Módulos FV de (a) Silício Policristalino, (b) Silício Monocristalino, (c) Silício Amorfo, (d) Filme Fino com Encapsulamento Flexível, (e) CIS e (f) Silício Monocristalino com Encapsulamento Vidro-Vidro.



Fonte: (ALMEIDA, 2012).

Cada módulo é constituído por várias células de silício, “essas células são responsáveis por fornecer cerca de 0,6V” (ALMEIDA, 2012) totalizando aproximadamente 30V por módulo mostrado na Figura 11.

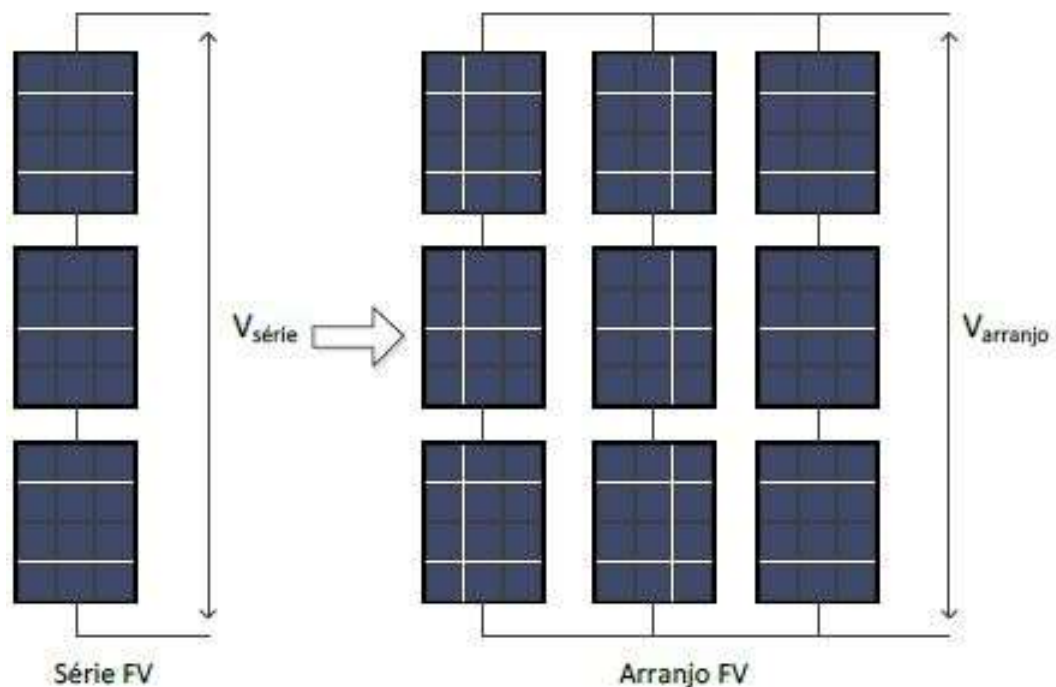
Figura 11 - Célula Individual a Esquerda e Arranjo das Células a Direita (Módulo).



Fonte: (ALMEIDA, 2012)

Esses painéis são associados de forma que forneçam a tensão e a corrente necessária para alimentar a entrada CC (Corrente Contínua) do inversor que é o próximo estágio do processo, esse arranjo está sendo ilustrado na Figura 12.

Figura 12 - Associação em Série de Módulos (*String*) à Esquerda e Arranjo de Módulos à Direita.



Fonte: (ALMEIDA, 2012)

O inversor mostrado na Figura 13 é responsável por converter a tensão contínua em tensão alternada, fazer o sincronismo com a frequência da rede da concessionária além de garantir a proteção do sistema e da rede acionando o sistema anti-ilhamento, por exemplo, que

tem a finalidade de desacoplar o sistema fotovoltaico da rede em caso de falta de energia, a fim de garantir a proteção de operários que trabalham nas concessionárias.

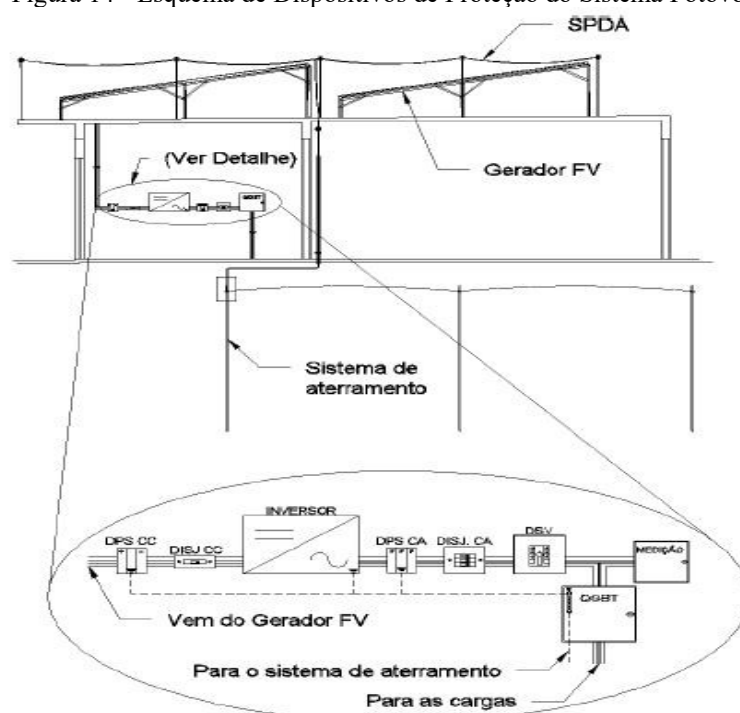
Figura 13 - Alguns modelos de inversores para sistemas fotovoltaicos.



Fonte: (SIC16)

As proteções, aterramento, SPDA e equipotencialização também são partes importantíssimas do sistema e estão sendo mostrados resumidamente na Figura 14.

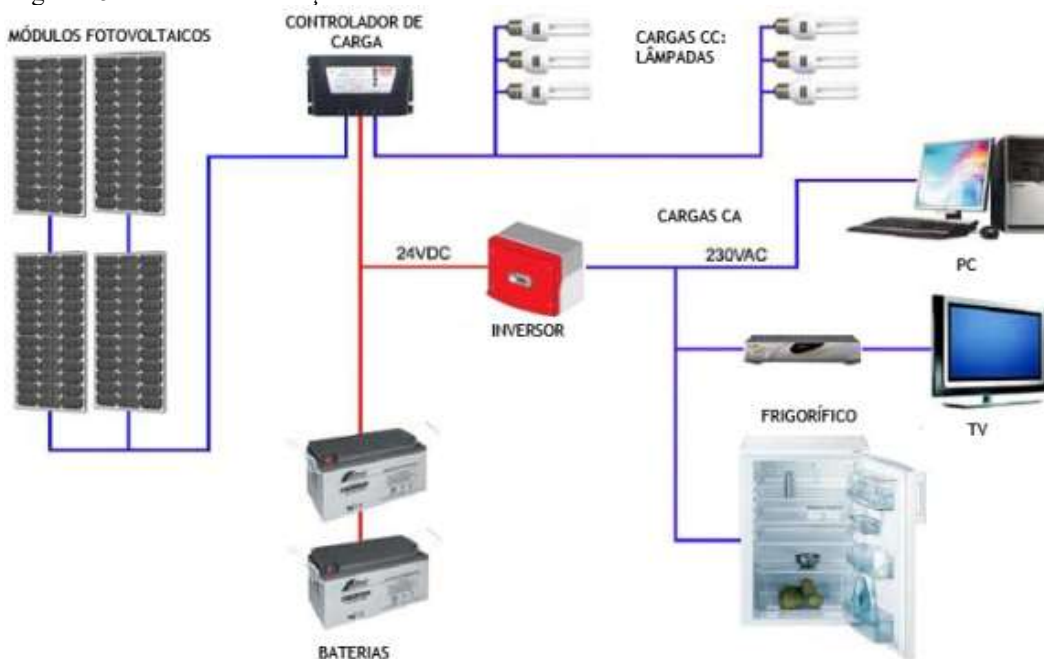
Figura 14 - Esquema de Dispositivos de Proteção do Sistema Fotovoltaico.



Fonte: (PINHO, 2014)

Existem dois tipos de sistemas, o ON-GRID e o OFF-GRID. O sistema OFF-GRID mostrado na Figura 15 é um sistema isolado que não se comunica com a rede de distribuição, forçando o usuário à ter outro sistema de geração ou armazenamento de energia para consumo em períodos onde não há presença de luz solar, seja em dias chuvosos ou no período noturno.

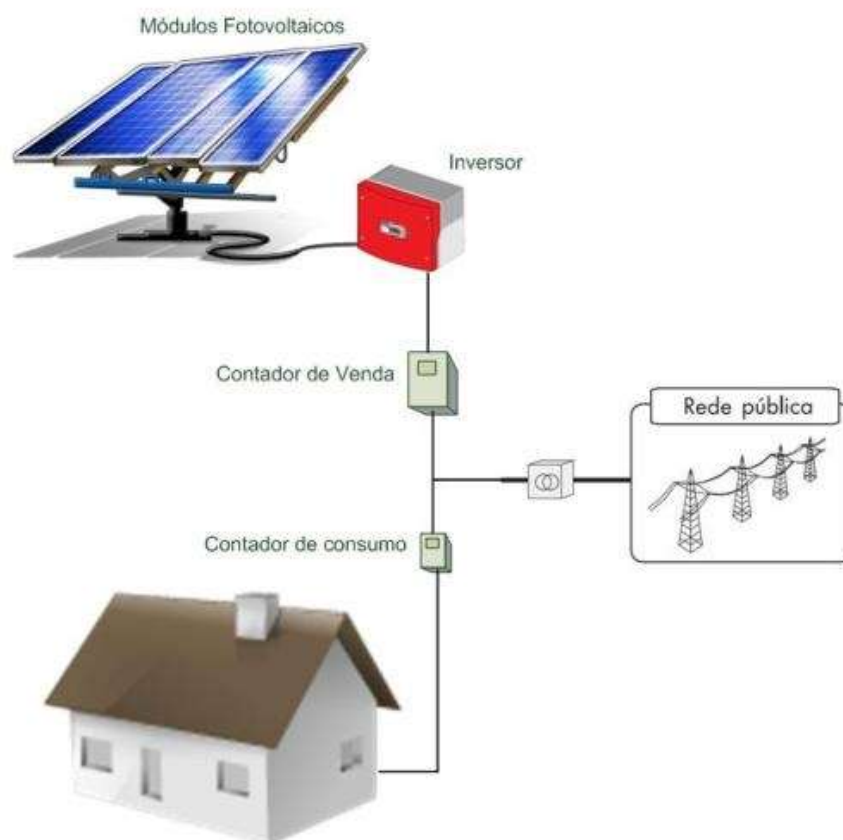
Figura 15 - Sistema de Geração Fotovoltaica OFF-GRID.



Fonte: (Eng2solutions, 2012)

O sistema ON-GRID ilustrado na Figura 16, é um sistema conectado na rede de distribuição, onde há uma troca de energia com a concessionária dependendo da potência gerada e consumida, se a energia gerada for maior que a consumida então o sistema fornece energia para a concessionária gerando créditos para serem ressarcidos em forma de energia elétrica quando a unidade estiver consumindo uma potência maior do que a potência gerada, diminuindo o consumo de energia da rede e consequentemente a conta no final do mês.

Figura 16 - Sistema de Geração Fotovoltaica ON-GRID.



Fonte: (Eng2solutions, 2012)

3 COMISSIONAMENTO

Comissionamento consiste em uma série de procedimentos para verificar se o sistema foi instalado de acordo com o projeto e se o sistema foi bem projetado. Verifica-se também, se os equipamentos utilizados são compatíveis com as normas vigentes, compatíveis entre si e se são de boa qualidade, ou seja, se possuem selo de certificação. Esse processo deve ser executado por um profissional qualificado, pois alguns procedimentos consistem em seccionamento do sistema de geração e devido a complexidade e quantidade de variáveis a serem analisadas. A análise é feita antes e após a instalação, e também depois da ativação da usina. Antes da instalação é feita para determinar a possibilidade ou não de instalação e acoplamento do inversor na rede devido às características da rede local, como por exemplo, harmônicas em excesso, frequência fora da faixa de funcionamento do inversor. Antes da instalação é verificada a qualidade da rede onde será inserida a usina utilizando um analisador de qualidade de energia mostrado na Figura 17, também é verificado o local de instalação onde são obtidos detalhes do ambiente como, por exemplo, o sombreamento da área. (ALMEIDA, 2012).

Figura 17 - Analisador de Qualidade de Energia.



Fonte: (O autor, 2016).

A verificação após a instalação é feita a fim de qualificação, manutenção preventiva ou corretiva. Com a usina em funcionamento são efetuadas inspeções visuais dos módulos, conectores, cabeamento, a fim de encontrar conectores oxidados, sujeira nos módulos, estruturas danificadas, equipamentos instalados em locais inadequados. São efetuados também testes de tensão nas caixas de passagem utilizando um multímetro mostrado na Figura 18.

Figura 18 - Multímetro.



Fonte: (O autor, 2016).

Usando uma câmera termográfica, ilustrada na Figura 19 são analisadas as temperaturas dos módulos, do cabeamento, das conexões, do inversor, entre outras, a fim de encontrar pontos com temperaturas acima da permitida por norma, que podem indicar mau contato de ligação, fuga de corrente, módulos desligados do sistema por queima do diodo de *by-pass* ou problema nos conectores, trincas nos módulos invisíveis ao olho nú, etc.

Figura 19 - Câmera Termográfica.



Fonte: (FLUKE, 2016)

É analisada também a capacidade de isolamento dos condutores positivo e negativo. O sistema de SPDA e o sistema de equipotencialização também são verificados e são de grande importância para o sistema, tanto como instalação funcional (quando os equipamentos do sistema necessitam de aterramento para funcionar), como por proteção, tanto para pessoas como para o próprio sistema. E por fim, é utilizado um equipamento chamado traçador de curva I x V mostrado na Figura 20, que tem a função de mostrar através de um gráfico igual ao mostrado no Gráfico 1, diversas informações quanto ao rendimento, qualidade e tempo de vida dos módulos.

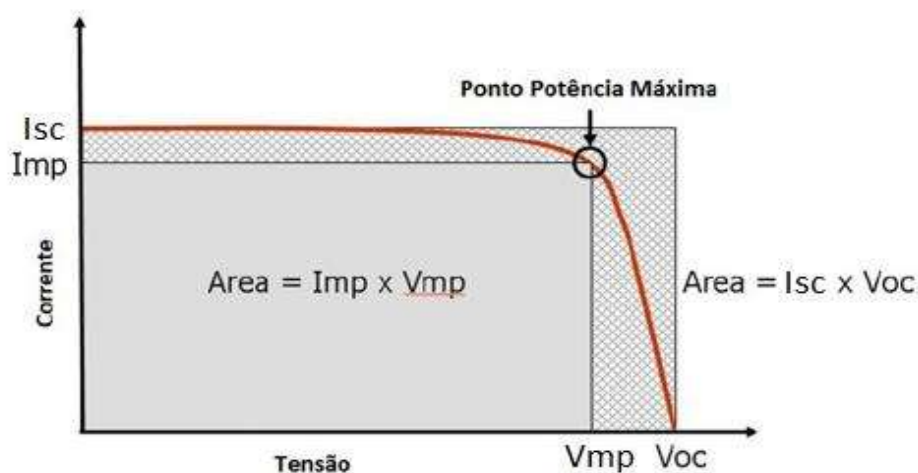
Figura 20 - Traçador de Curva IxV.



Fonte: (OHMINI, 2013).

De posse das informações desse gráfico é possível analisar as perdas internas e externas ao módulo, ou seja, identificar se o problema do sistema é do processo de fabricação ou de instalação dos módulos. O comissionamento garante um correto funcionamento de uma usina fotovoltaica, extraindo o máximo de sua capacidade de geração.

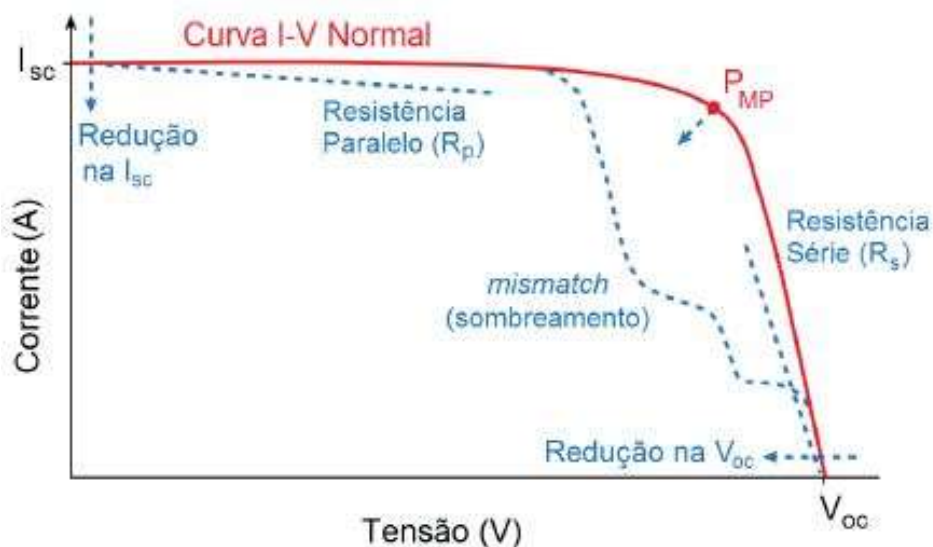
Gráfico 1 - Curva IxV.



Fonte: (PINHO, 2014).

No Gráfico 2 é mostrado algumas anomalias da curva que podem indicar problemas como sombreamento.

Gráfico 2 - Anomalias da curva IxV.



Fonte: (PINHO, 2014).

4 TESTES APLICADOS NO COMISSIONAMENTO

O correto funcionamento e a eficiência de uma usina fotovoltaica dependem de diversos fatores como, projeto adequado, execução correta do projeto, material utilizado de boa qualidade, compatíveis entre si, etc. Para garantir que a usina esteja apta a ser conectada na rede e que entregue a energia esperada com segurança, uma série de análises técnicas são executadas, essa série de análises recebem o nome de comissionamento e devem ser realizados segundo os requisitos da (ABNT NBR 16274:2014, 2014), (IEC60364-6, 2006) e (IEC60364-7-712, 2002). Este trabalho apresentará as análises e os resultados do comissionamento feito em uma usina instalada no Sul de Minas Gerais, com potência instalada de 1.325 Wp na cidade de Varginha. A seguir, serão apresentados resumidamente os testes feitos durante o comissionamento para obter as informações necessárias para análise e conclusões quanto à adequação de uma usina fotovoltaica.

4.1 Análise da Qualidade de Energia

O inversor é responsável por converter a energia elétrica de CC (Corrente Contínua) que sai dos módulos, em CA (Corrente Alternada), sincronizado com a rede de distribuição. Esse sincronismo só é possível se a tensão da rede estiver com a mínima qualidade exigida pelo inversor, para que ele possa identificar a senoíde e fazer a inversão e acoplamento com segurança. Caso a rede esteja poluída com harmônicas em excesso, por exemplo, ou com níveis de tensão inadequados não é possível o acoplamento na rede, inabilitando o funcionamento ON-GRID do sistema. Para analisar tal evento utiliza-se um analisador de qualidade de energia, que nos fornece parâmetros da rede que possibilita a análise e a identificação de possíveis problemas de acoplamento do inversor antes da instalação e o desacoplamento após o início do funcionamento da usina. De posse desses dados, o engenheiro responsável adequará a rede com manobras técnicas para que a qualidade da tensão seja suficiente para o acoplamento do inversor. Esse procedimento é feito tanto antes da instalação, como depois da usina estar funcionando. Nessa análise são verificados os níveis TDH (Distorção Harmônicas Totais), oscilações, *flicker* de tensão, níveis de tensão, frequência, etc. A análise também é feita durante o funcionamento para garantir que o inversor está entregando para concessionária uma energia com o mínimo de qualidade exigido pelo módulo 8 do PRODIST (PRODIST 8/8, 2016).

4.2 Inspeção Visual

Nessa etapa são verificados visualmente alguns componentes do sistema e a integridade física dos módulos, assim como a presença de informações e advertências no local. Segue alguns tópicos analisados nessa inspeção segundo a IEC 60364-7-712 (IEC60364-7-712, 2002).

- a) Sujidade presente na superfície de incidência da luz solar.
- b) Integridade dos cabos e conectores.
- c) Integridade da estrutura de fixação dos módulos.
- d) Presença de animais alojados nas instalações.
- e) Se os equipamentos estão instalados em local adequado conforme instruções do fabricante.
- f) Presença de etiquetas e placas com advertências de risco de choque elétrico.
- g) Presença de esquema unifilar de ligação do sistema gerador, ou seja, dos arranjos dos módulos.
- h) Procedimentos de desligamento de emergência.
- i) Se há ventilação por trás do arranjo fotovoltaico para evitar o risco de superaquecimento/incêndio.
- j) Se as entradas dos cabos são à prova de intempéries.

4.3 Medição de Tensão

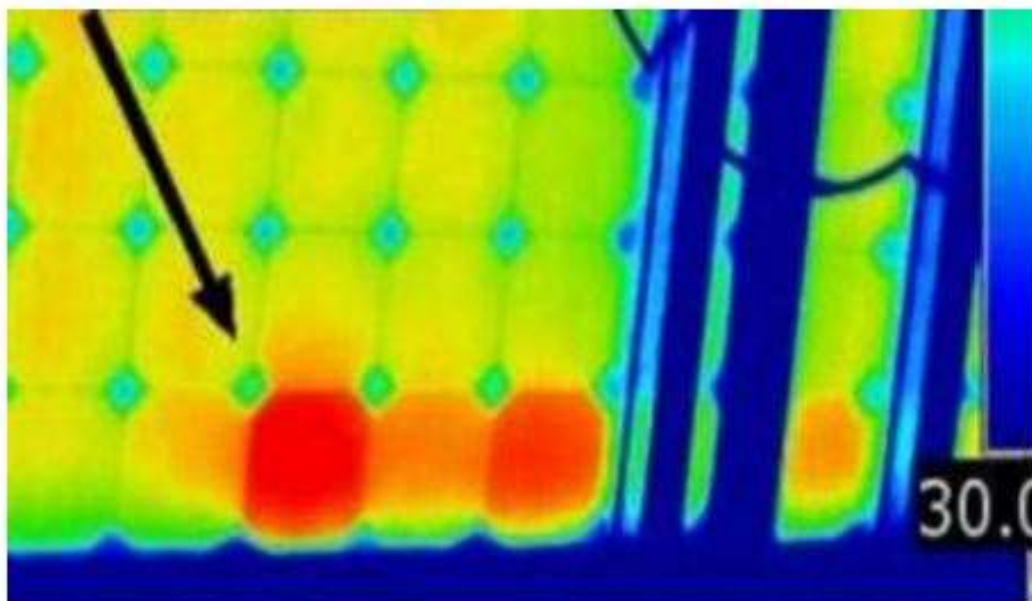
As medições de tensão são executadas quase todas na *stringbox* (caixa de ligação e associação das *strings* do sistema), onde estão presentes os dispositivos de proteção do sistema de geração do lado de corrente contínua. Essas medições tem a finalidade de identificar se a tensão que está sendo inserida no inversor está dentro das especificações do fabricante do inversor, e também tem a finalidade de identificar *strings* ou módulos desconectados ou danificados, com base na tensão medida e a tensão esperada, além de identificar também fuga de corrente do sistema.

4.4 Inspeção com Câmera Termográfica

Essa inspeção é responsável por identificar mau contato nos conectores, ponto de fuga de corrente, módulos com micro trincas invisíveis ao olho nú, células aleatórias do módulo comprometidas que também não é possível a identificação a olho nú, *strings* desconectadas,

sombreamento parcial ou total dos módulos, diodo de *by-pass* danificado, células reversamente polarizadas, entre outros, onde essas possíveis causas são identificadas com base na característica dos pontos quentes apresentados pelas imagens da câmera termográfica. Para efetuar o ensaio com câmera termográfica o sistema deve estar operando sob irradiância mínima de 600 W/m^2 (ABNT NBR 16274:2014, 2014). As imagens podem ser feitas tanto do lado frontal como traseiro do módulo, devendo ser analisado na hora do ensaio qual a melhor posição para se obter nitidamente as diferenças de temperaturas, se caso as imagens forem feitas pela frente do módulo, o operador e a câmera não podem causar sombreamento sob os módulos. A temperatura do módulo deve ser o mais uniforme possível com exceção da caixa de junção que pode estar moderadamente mais quente que o restante. A Figura 21 e 22 mostram algumas células mais aquecidas que as demais podendo causar queda de tensão no módulo, fazendo com que o diodo de *by-pass* e o diodo de bloqueio atuem sobreaquecendo também esses componentes.

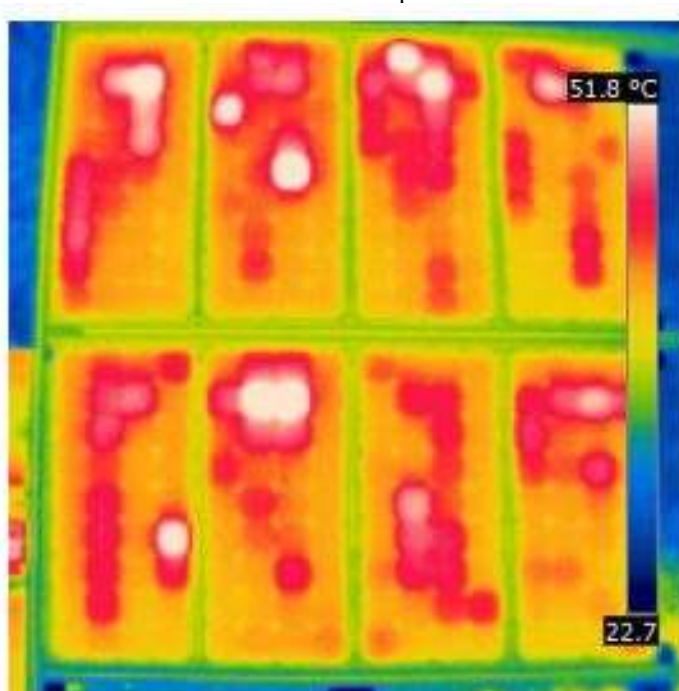
Figura 21 -Foto de uma Câmera Termográfica Expondo Células com Aquecimento.



Fonte: (ALMEIDA, 2012).

A Figura 22 mostra vários módulos com várias células com aquecimento elevado em relação as demais, podendo está sendo ocasionado por sujeidade localizada ou até mesmo micro trincas provenientes de má instalação.

Figura 22 - Foto de uma Câmera Termográfica Expondo Vários Módulos com Várias Células Aquecidas.



Fonte: (PUCRS, et al., 2012).

4.5 Aterramento, Equipotencialização e SPDA

Estes sistemas trabalham em conjunto entre si e com duas finalidades, a de proteção ao usuário e ao sistema, e como sistema funcional, onde os componentes do sistema necessitam de sua adequada instalação para seu correto funcionamento. A análise desses sistemas é feita através de um equipamento chamado terrômetro que mede a capacidade de escoamento da corrente elétrica para o potencial de terra quando ela é inserida em seus condutores, ou seja, ele informa a resistência do solo onde o aterramento foi instalado e a tensão residual proveniente das correntes parasitas que circulam no solo, e também com um multímetro pode-se medir a continuidade do sistema por todo o circuito, a fim de detectar pontos de ruptura. A Figura 14 ilustra resumidamente o esquema de ligação e equipotencialização que interliga o aterramento e o SPDA.

4.6 Análise de isolamento elétrico do sistema.

Essa análise é feita utilizando um megômetro que insere uma tensão padrão conforme Quadro 2 entre diferentes partes do sistema conforme tópicos abaixo.

- a) Do conector positivo para o terra.
- b) Do conector negativo para o terra.
- c) Do terra para os dois cabos do sistema simultaneamente, ou seja, um curto-circuito entre o cabo positivo e o negativo é fechado e o equipamento de medição é ligado desse curto-circuito para o terra.
- d) Quando a estrutura dos módulos não é conectada ao terra um teste do cabo positivo e negativo para a carcaça e estrutura deve ser executado.

Quadro 2 - Valores mínimos de Resistência de Isolamento.

Método de ensaio	Tensão do sistema ($V_{oc} STC \times 1,25$)	Tensão de ensaio	Resistencia de isolamento mínima
Método de ensaio 1 Ensaio separado no positivo e no negativo do arranjo fotovoltaico	<120 V	250 V	0,5 M Ω
	120 -150 V	500 V	1 M Ω
	>500 V	1000 V	1 M Ω
Método de ensaio 2 Positivo e negativo do arranjo fotovoltaico em curto circuito	<120 V	250 V	0,5 M Ω
	120 -150 V	500 V	1 M Ω
	>500 V	1000 V	1 M Ω

Fonte: (ABNT NBR 16274:2014, 2014).

Antes desse procedimento de ligação do equipamento de medição, deve-se desligar e desconectar o inversor ou qualquer outro dispositivo que seja vulnerável à tensão aplicada. A finalidade deste teste é medir a resistência elétrica do isolamento dos cabos e dos módulos. Durante esse teste existe o risco iminente de choque elétrico, como o arranjo fotovoltaico está na presença da luz do Sol, ao desligar o inversor para conexão ao equipamento de medição os terminais ficam expostos e contem a tensão dos módulos. O profissional que realiza o teste é responsável por isolar e demarcar o perímetro de segurança para que pessoas não acesse o local do teste, além de identificar o local com placas de advertência sobre o risco de choque elétrico.

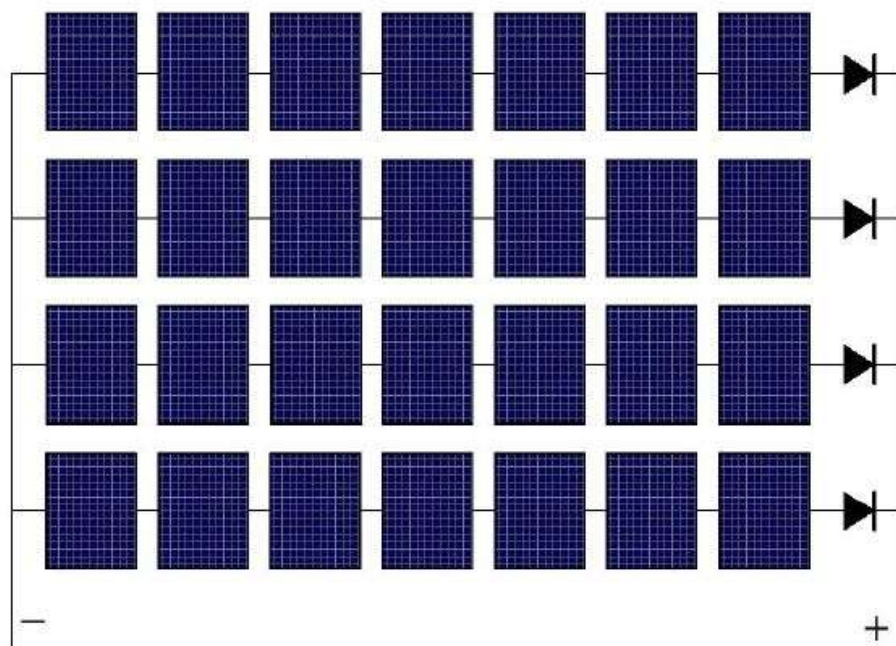
4.7 Ensaio do Diodo de Bloqueio

O diodo de bloqueio é responsável por garantir que um arranjo não sirva de carga para os demais arranjos quando estiver com tensão inferior, seja devido à falha de algum módulo ou mesmo sujidade elevada comparado com outros arranjos. O diodo deve suportar pelo menos a

corrente de bloqueio de um módulo e duas vezes a tensão de circuito aberto do arranjo. A Figura 23 apresenta a ligação do diodo de bloqueio.

O critério de aceitação para tensão medida através do diodo de bloqueio é: V_{DB} entre 0,5V e 1,65V. (ABNT NBR 16274:2014, 2014)

Figura 23 - Posicionamento do Diodo de Bloqueio.



Fonte: (ALMEIDA, 2012).

4.8 Ensaio da Curva IxV

O ensaio da curva IxV é feito por um equipamento chamado traçador de curva IxV, onde os arranjos são desconectados do sistema e conectados no traçador. O equipamento é responsável por variar a resistência entre o positivo e o negativo do arranjo desde aberto até zero e durante esse processo ele traça a curva IxV (Corrente e Tensão) desde o circuito aberto até o curto-circuito. Obtém-se então Voc (Tensão de Circuito Aberto) e Isc (Corrente de Curto-Circuito), conforme Gráfico 1. O ponto da curva onde a multiplicação da tensão e corrente resultar no maior valor é chamado de MPP (Ponto de Máxima Potência). Com análise nesse gráfico também é possível analisar as resistências em série e em paralelo presente nos módulos, onde as resistências em paralelo causam uma diminuição na corrente de MPP que pode ser causada por alta resistência nos cabos ou nas conexões e as resistências em série que causam queda de tensão de MPP, provocada possivelmente por defeitos de fabricação. Essa medida é feita dentro de um parâmetro mínimo de incidência solar acima de 700w/m² e com ângulo de incidência dos raios solares na superfície dos módulos inferior ou igual a 22,5°, e com base nos

dados obtidos a curva é corrigida para valores padrão de ensaio, o valor obtido deve estar dentro da tolerância indicada na placa dos módulos (ALMEIDA, 2012).

O formato da curva nos fornece informações importantes para identificar diversos defeitos, como:

- a) Células/módulos danificados (as).
- b) Diodos de *by-pass* curto-circuitados.
- c) Sombreamento localizado.
- d) Descasamento de parâmetros (*mismatch*) entre módulos.
- e) Presença de resistência paralela excessiva em células/módulos/arranjos fotovoltaicos.
- f) Resistência série excessiva.

4.9 Ensaio da Caixa de Junção

Na caixa de junção, também conhecida como *string-box* estão todas as conexões das séries dos módulos e onde são feitas as associações em paralelo caso necessite, a fim de entregar a tensão correta de funcionamento do inversor. Na *string-box* deve ser colocado um fusível para cada série de módulos, sempre colocados no polo positivo. É de suma importância que as polaridades das séries estejam corretas, pois se alguma polaridade estiver invertida a tensão entregue ao inversor será diferente da projetada, e há o risco de danificar os equipamentos que tem sensibilidade à tensão e esse teste deve ser feito antes da energização do inversor. Todas as medições de tensão de um sistema fotovoltaico devem ser feitas por profissional qualificado e dotado de todos os EPIs necessários, pois os painéis expostos ao Sol estão gerando energia e todas as conexões abertas estão energizadas. O ensaio da *string-box* tem a finalidade de identificar a polaridade das séries e há duas maneiras básicas de identificar a polaridade, o método de leitura convencional e o método alternativo.

4.9.1 Método de Leitura Convencional

Antes de iniciar qualquer medição de tensão a fim de encontrar a polaridade das séries, todos os fusíveis devem estar abertos. Neste método é utilizado um multímetro em escala de tensão contínua, onde a ponta de prova positiva deve ser colocada no polo positivo (pode ser usado a caixa de fusível do lado dos módulos para ter acesso ao ponto vivo), e a ponta de prova negativa deve ser conectada no barramento de neutro geral ou no barramento individual de cada associação em paralelo referente ao positivo medido. O valor medido pelo multímetro pode ser

variável de acordo com quantidade de módulos em série no sistema, porém o símbolo de negativo (-) não deve aparecer, ou seja, a tensão medida obrigatoriamente deve ser positiva. Deve ser feito esse procedimento para todas as séries de módulos, se houver alguma polaridade invertida deve-se inverter antes do fusível ser conectado.

4.9.2 Método de Leitura Alternativo

O método alternativo é mais seguro, pois minimiza o erro de leitura do multímetro, uma vez que o valor a ser diferenciado no método convencional é apenas o aparecimento de um sinal negativo na tela do equipamento, e no método alternativo o sistema de leitura é um pouco diferente. Assim como no método convencional, as medições devem ser feitas antes dos fusíveis serem conectados pela primeira vez, porém todos os fusíveis positivos devem estar abertos e todos os fusíveis negativos devem estar fechados, para que seja criado um barramento de neutro comum para todas as séries. O equipamento utilizado também é um multímetro em escala de tensão contínua, a ponta de prova positiva deve ser conectada no polo positivo da primeira série, e a ponta de prova negativa deve ser alternadamente conectada nos demais polos positivos das outras séries, e um valor próximo de zero volts deve ser medido, se alguma série estiver invertida o valor medido será o dobro da tensão esperada para uma série, ou seja, se cada série for responsável por gerar 100 volts, em condição normal o valor medido será aproximadamente zero volts e se tiver uma série com polaridade trocada um valor próximo de 200 volts será medido.

5 DOCUMENTAÇÃO

Durante o comissionamento devem ser apresentados alguns documentos que comprovem a regularidade do sistema, assim como para identificação dos equipamentos utilizados, tais como, módulos, inversores, projeto de SPDA, projeto elétrico, etc. Segundo (ALMEIDA, 2012), os dados que devem estar presentes na documentação da usina fotovoltaica são:

- a) Número de identificação do projeto (quando houver).
- b) Potência nominal do sistema em kWp (gerador FV) e kVA (inversor).
- c) Nome do proprietário.
- d) Localização (incluir coordenadas geográficas).
- e) Fabricante, modelo e quantidade de módulos fotovoltaicos.
- f) Fabricante, modelo e quantidade dos inversores.
- g) Período da instalação.
- h) Data do comissionamento anterior.
- i) Período da caracterização da produção de energia (quando houver).

Além das informações do sistema, deve também conter informações do projetista e do instalador, com pelo menos nome, qualificação profissional, contato, número de registro no CREA.

No projeto devem estar discriminadas no mínimo algumas informações como mostrado no Quadro 3.

Quadro 3 -Informações de projeto

Informações gerais do lado em corrente contínua
Especificações dos módulos – tecnologia, Voc, Isc, VM, IM, PM, dimensões e peso, pelo menos (valores de placa).
Número total de módulos FV.
Número de séries FV.
Número de módulos por série FV.
Especificações dos condutores – tipo e diâmetro, pelo menos.
Localização das caixas de junção.
Especificações do dispositivo de seccionamento em corrente contínua – tipo, localização e faixa de tensão e corrente.
Especificações dos dispositivos de proteção – tipo, localização e faixa de tensão e corrente.

Especificações do diodo de bloqueio – tipo, localização e faixa de tensão e corrente (quando houver).
Informações gerais do lado em corrente alternada
Especificações do dispositivo de seccionamento em corrente alternada – tipo, localização e faixa de tensão e corrente.
Especificações dos dispositivos de proteção – tipo, localização e faixa de tensão e corrente.
Especificação dos condutores – tipo e diâmetro, pelo menos.
Aterramento, equipotencialização e SPDA
Detalhes de todos os condutores e ligações de terra, incluindo detalhes do sistema de equipotencialização – tipo de condutores, diâmetro e pontos de conexão às massas metálicas e DPS.
Pormenores de quaisquer ligações a um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).
Folhas de especificações técnicas
Cada tipo de módulo utilizado.
Cada tipo de inversor utilizado.
Dispositivos de seccionamento.
Dispositivos de proteção.
Transformador (se houver).
Qualquer componente de uso particular em uma instalação.

Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2012).

6 VERIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DA USINA FOTOVOLTAICA

Para uma correta inspeção é necessário saber quais os tipos de componentes devem estar presentes na instalação, saber calculá-los e dimensioná-los de maneira correta, além de interpretar corretamente os dados fornecidos pelo fabricante. Segue o quadro no Anexo 1 que mostra os valores e as características de cada componente de proteção que uma usina fotovoltaica deve ter para que atenda as exigências.

Quadro 4 - Corrente máxima do dispositivo de seccionamento da série FV.

Número de series FV em paralelo	Sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente	Com dispositivo de proteção contra sobrecorrente
≤ 2	$I_{SC_{MAX.SÉRIE}}$	-
≥ 2	$(ns - 1)I_{SC_{MAX.SÉRIE}}$	$\geq I_n$

ns é o número de séries FV em paralelo.
 I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série FV

Fonte: (ALMEIDA, 2012).

Quando não houver SPDA na edificação, deve-se utilizar DPS quando o comprimento total dos condutores for maior ou igual ao comprimento crítico ($L_{crítico}$) calculado segundo a Quadro 5. Dispositivo de detecção de corrente residual do lado em corrente alternada deve interromper a alimentação em até 0,3 segundos se a corrente diferencial-residual for superior a 300 mA. Também deve interromper a alimentação dentro dos limites de variação abrupta de corrente diferencial-residual estabelecidos na Quadro 6. (ALMEIDA, 2012);

Quadro 5 - Cálculo do comprimento crítico.

Tipo de instalação	Residências individuais	Instalações no solo	Edificações de serviço, industriais e agrícolas
$L_{crítico}$ (em metros)	115/ N_g	200/ N_g	450/ N_g

N_g é a densidade de descargas à terra (raios/ km^2 /ano) referente à localização das linhas de energia e estruturas associadas.

Fonte: (ALMEIDA, 2012).

Quadro 6 - Tempo máximo de desligamento

Valor RMS da variação abrupta da corrente diferencial-residual (mA)	Tempo máximo de desligamento (s)
30	0,3
60	0,15
150	0,004

Fonte: (ALMEIDA, 2012).

7 FICHA DE CONFERÊNCIA PARA INSPEÇÃO

Durante o comissionamento devem ser verificados vários itens de conformidade, e devido ao grande número de itens foi apresentado no Anexo B uma lista com os tópicos que devem ser analisados pelo profissional que está executando a inspeção. Essa lista pode ser impressa e usada como *cheklist* e posteriormente anexado no relatório de comissionamento.

8 METODOLOGIA

Inicialmente o trabalho se restringiu em pesquisa bibliográfica onde foi adquirido conhecimento sobre o assunto e as características dos componentes utilizados, bem como os parâmetros de programação tanto dos equipamentos instalados na usina, como dos equipamentos utilizados nas inspeções, assim como as técnicas de acionamento dos dispositivos de proteção. Para efetuar o comissionamento foram estudadas as técnicas utilizadas nos ensaios conforme a norma vigente. A usina a ser comissionada está em parceria com o grupo UNISSOLAR (grupo criado pelo UNIS com a finalidade de pesquisa e desenvolvimento na área de geração fotovoltaica), por esse motivo o acesso às instalações da usina é livre, o que proporciona um estudo mais aprofundado. Como complemento foi realizada uma visita a Intersolar South America 2017, maior feira de exposição de fornecedores da América Latina na área de energia solar e uma visita a Unicamp (Universidade Estadual de Campinas) na cidade de Campinas do dia 28 de setembro de 2017 para apreciar diversas palestras sobre energia fotovoltaica pelo departamento da FEEC (Faculdade de Engenharia Elétrica), organizado pelo Prof. Dr. Marcelo Gradella Villalva

9 OBJETIVOS DO COMISSIONAMENTO

O comissionamento de usinas fotovoltaicas tem como objetivo qualificar a usina, ou seja, verificar se ela foi instalada conforme o projeto e garantir que se obtenha um resultado satisfatório de geração de energia, seja em sistemas conectados à rede ou sistemas isolados, para isso são emitidos laudos técnicos e relatórios com o resultado do comissionamento, onde o parecer pode ser aprovado ou reprovado. Caso seja aprovado, a usina está apta para o funcionamento, caso seja reprovado, será apresentado um *checklist* com os problemas encontrados e como resolve-los. Devido este trabalho ser de cunho acadêmico alguns dos equipamentos utilizados não são calibrados o que impossibilita a emissão de um laudo válido perante ao CREA (Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura) dos resultados obtidos, porém o método usado neste trabalho não se altera para uma inspeção profissional, pois todos os testes foram realizados seguindo os padrões normativos vigentes.

10 RESULTADOS DA INSPEÇÃO

No dia 21 de setembro de 2017 foi feita a vistoria na usina fotovoltaica na cidade universitária do UNIS, com acompanhamento de dois professores da instituição, onde foram realizados os seguintes testes: Inspeção visual, medição de tensão, aterramento e equipotencialização, SPDA, ensaio da caixa de junção.

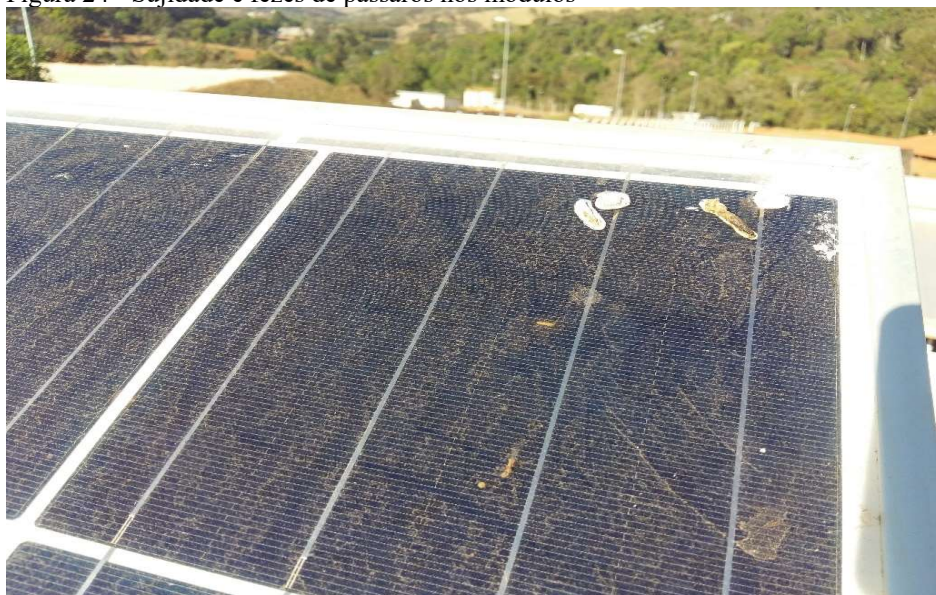
Não foi possível efetuar a análise termográfica no mesmo dia devido a disponibilidade do equipamento, o qual foi executado do dia 23 de setembro de 2017. Não foi possível realizar alguns testes devido à dificuldade de se conseguir os equipamentos para medições, portanto não foram realizados a análise de isolamento elétrico e o ensaio da curva IxV. O ensaio do diodo de bloqueio não foi executado devido a usina ser que pequeno porte e apresentar somente uma *string*, dispensando assim o uso desse dispositivo. As medições de qualidade de energia não foram executadas devido a indisponibilidade de horário para instalação e permanência do equipamento na instalação.

10.1 Inspeção visual

Na inspeção visual foram seguidos os passos apresentados no item 3.2 deste trabalho no qual teve o resultado apresentado abaixo:

Havia muita sujidade presente na superfície dos módulos incluindo poeira e fezes de pássaros o que dificulta a passagem de luz e causa pontos quentes nos módulos diminuindo conseqüentemente a potência gerada. A sujidade encontrada está mostrada na Figura 24

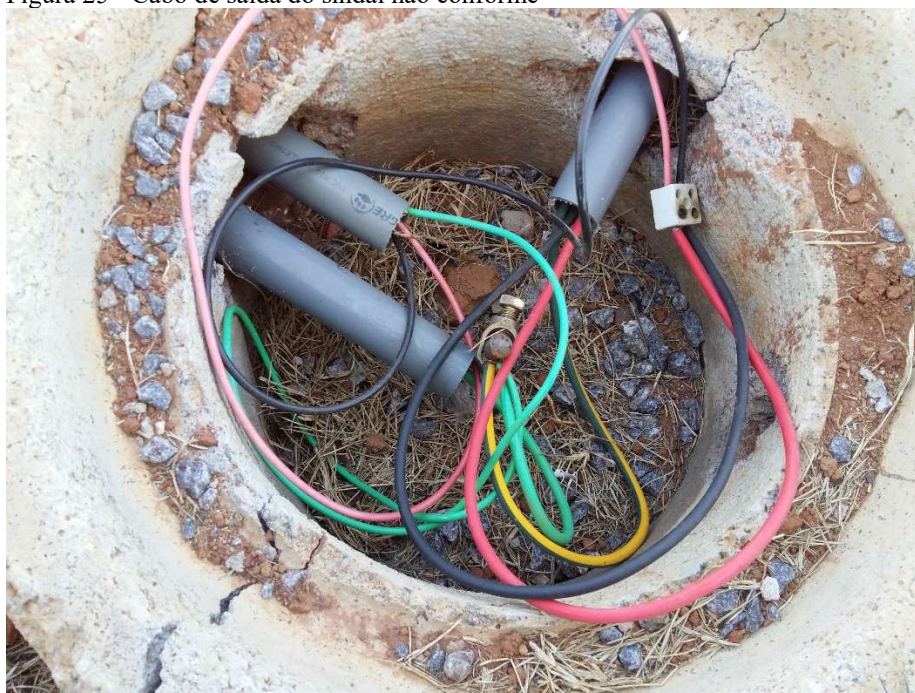
Figura 24 - Sujeidade e fezes de pássaros nos módulos



Fonte: O autor

Os cabos utilizados para conexão da caixa de inspeção do aterramento até o abrigo do inversor não são classe II, e não são apropriados para resistir a intempéries descumprindo os itens “b” e “d” da Tabela B1 do Anexo B da ABNT 16274.

Figura 25 - Cabo de saída do sindal não conforme



Fonte: O autor.

Não há no local o procedimento de desligamento de emergência do sistema, descumprindo o item “d” da Tabela B1 do Anexo B na seção etiquetagem e identificação da ABNT 16274.

A entrada dos cabos não são a prova de intempéries devido à ausência da tampa da caixa de inspeção do aterramento, onde também é feita a passagem dos cabos do arranjo de módulos, mostrado na Figura 25.

O ponto de conexão da usina com a rede elétrica não está sinalizado, descumprindo o item “c” da Tabela B1 do Anexo B na seção etiquetagem e identificação da ABNT 16274.

10.2 Medição de Tensão

Durante a medição de tensão não foi percebido nenhuma anomalia no sistema, somente uma porcentagem a menos em todos os parâmetros devido a sujidade dos painéis uma vez que os dados de placa dos módulos são obtidos em condições ideais, ou seja, uma irradiância de 1000 w/m² e uma temperatura de 25°C, em condições de operação em campo dificilmente serão obtidos esses valores. O Quadro 7 apresenta os valores esperados e os valores obtidos.

Quadro 7 - Medições de tensão e corrente de curto circuito

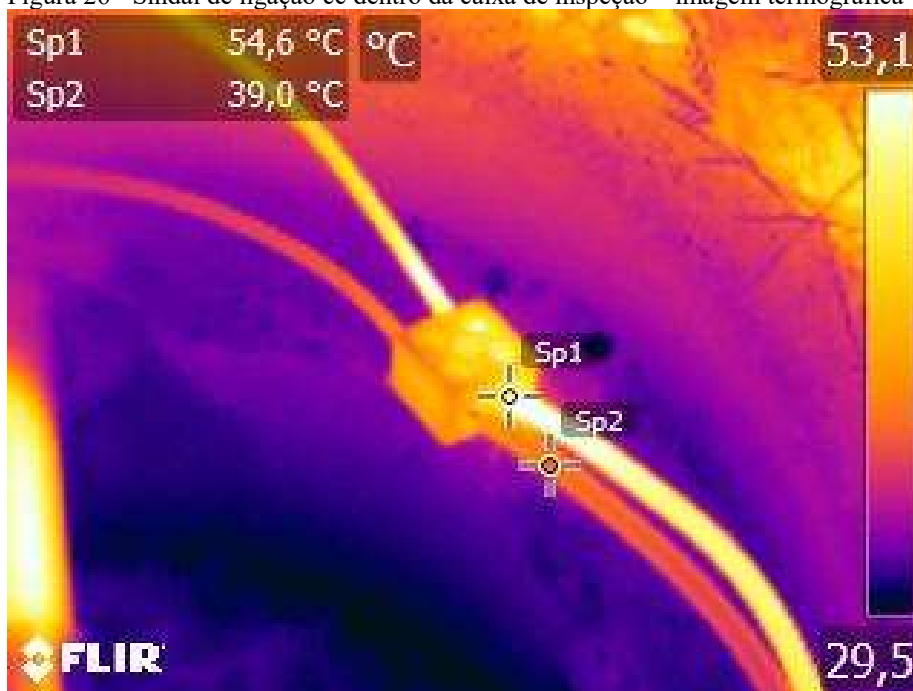
	Esperada (Nominal)	Obtido
Tensão Instantânea	157V	133V
ISC (Corente de curto-circuito)	9,03A	8,91A
VOC (Ventão de circuito aberto)	193V	174V

Fonte: O autor.

10.3 Inspeção com Câmera Termográfica

O equipamento utilizado para capturar as imagens termográficas foi uma câmera da marca Flir modelo E40. Através das imagens foi possível observar pontos quentes em duas conexões do circuito cc. A Figura 26 mostra um aquecimento na conexão do conector sindal de ligação do cabo negativo dentro da caixa de inspeção.

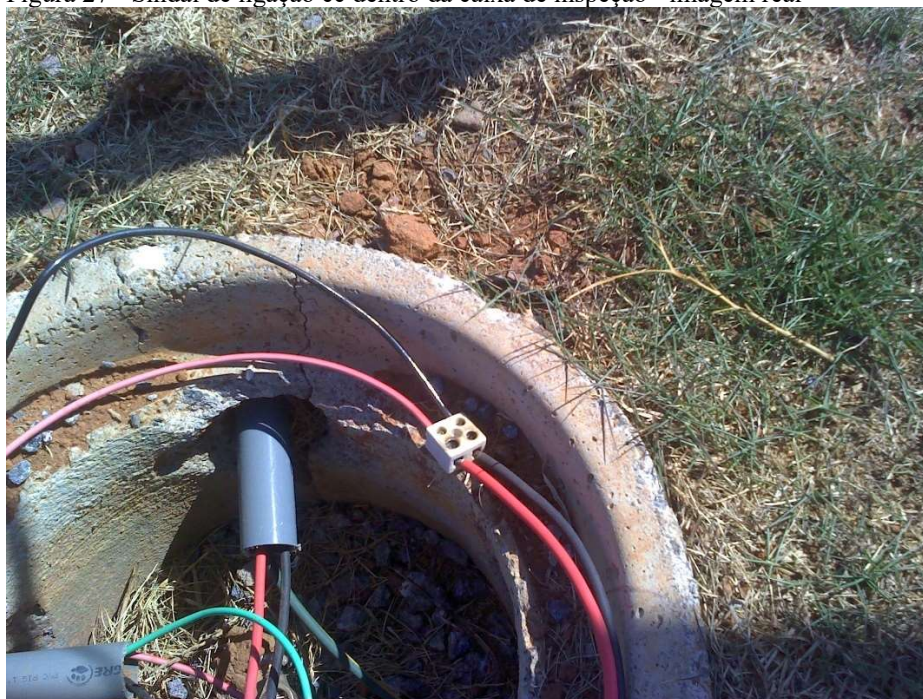
Figura 26 - Sindal de ligação cc dentro da caixa de inspeção – imagem termográfica



Fonte O autor

São apresentados dois pontos quentes para comparação na Figura 26, o ponto Sp1 indica uma temperatura de 54,6°C no condutor negativo e o ponto Sp2 indica 39°C no condutor positivo também próximo do sindal. A Figura 27 mostra a imagem real referente a Figura 26.

Figura 27 - Sindal de ligação cc dentro da caixa de inspeção - imagem real



Fonte: O autor.

Também foi identificado ponto quente na conexão do cabo positivo com o porta fusível dentro da *stringbox*. Pela Figura 28 é possível identificar dois pontos para comparação de temperatura.

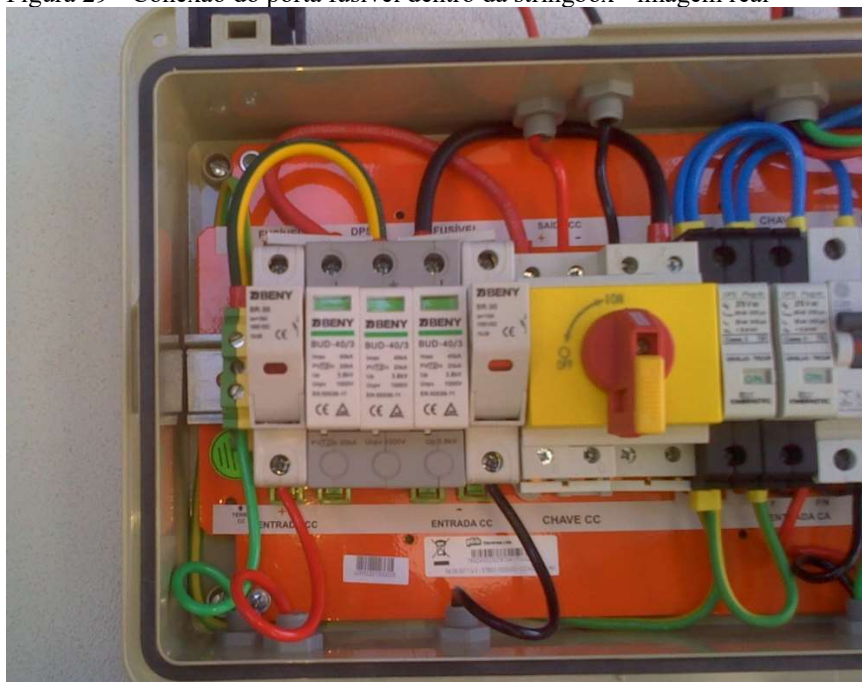
Figura 28 - Conexão do porta fusível dentro da string box - imagem termográfica



Fonte: O autor

O ponto Sp1 indica a conexão do cabo positivo com o porta fusível e apresenta uma temperatura de 40,5°C enquanto o ponto Sp2 indica a conexão do cabo negativo ao porta fusível e apresenta uma temperatura de 36,6°C. A Figura 29 mostra a imagem real referente a Figura 28.

Figura 29 - Conexão do porta fusível dentro da stringbox - imagem real

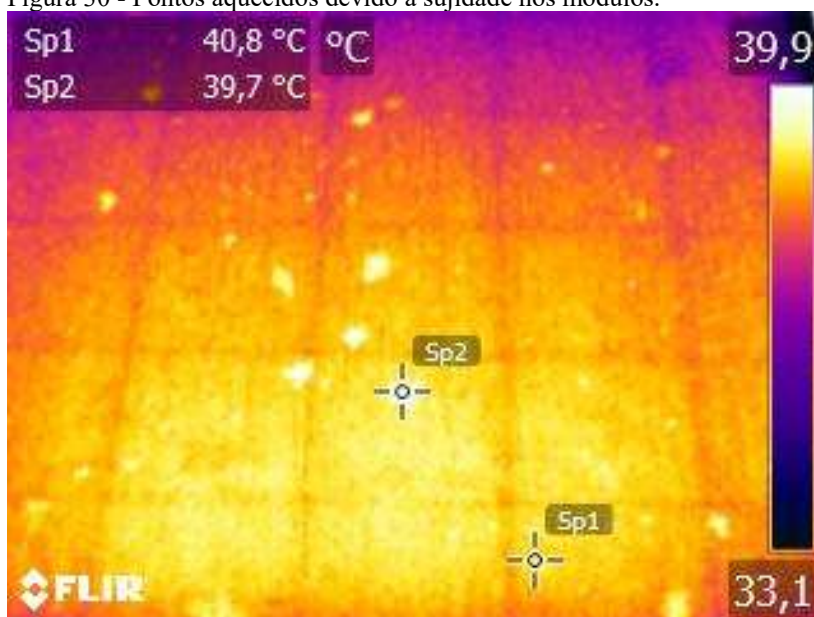


Fonte: O autor

A possível solução para esses dois pontos quentes no sistema é o reaperto das conexões ou substituição de algum componente caso esteja danificado.

Nos módulos fotovoltaicos não foi observado nenhum ponto quente que caracterizasse um problema nos módulos apenas pontos levemente aquecidos devido fezes de pássaros e poeira acumulada conforme mostrada na Figura 30.

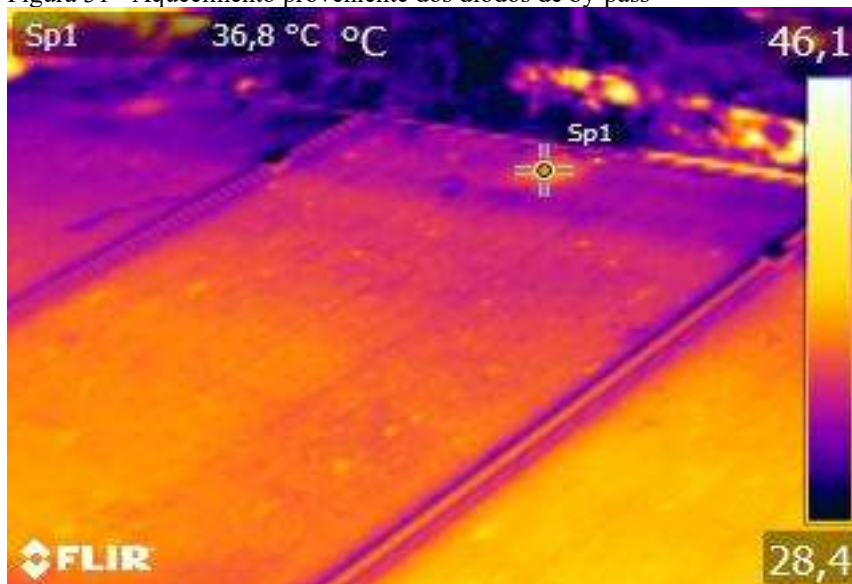
Figura 30 - Pontos aquecidos devido a sujidade nos módulos.



Fonte: O autor

Na Figura 31 é possível ver o aquecimento proveniente da caixa de junção onde estão localizados os diodos de *by-pass* com uma temperatura de 36,8°C indicado no ponto Sp1.

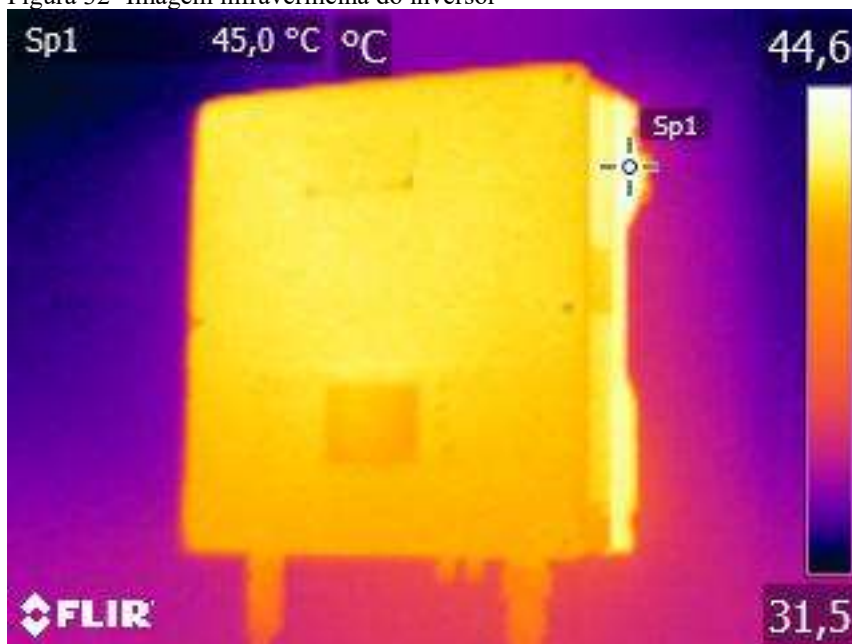
Figura 31 - Aquecimento proveniente dos diodos de *by-pass*



Fonte: O autor.

A Figura 32 mostra a imagem termográfica do inversor o qual apresenta uma temperatura de 45°C conforme o ponto sp1, porém pelos dados de placa do inversor ele pode operar em uma faixa de -20 a 60°C.

Figura 32- Imagem infravermelha do inversor



Fonte: O autor.

10.4 Aterramento, Equipotencialização e SPDA

Foi usado para medir a resistência de aterramento um terrômetro da marca Minipa modelo MTR-1520-D e foi utilizado o método de medição da queda de potencial descrito no item 6.1 da NBR 15749.

No capítulo 7 do manual do terrômetro, item 4 indica a medição de tensão residual, pois se houver uma tensão residual maior que 10 V os valores de resistência medidos não terão precisão. A tensão residual do solo foi de 0,1 V conforme Figura 33.

Figura 33 - Medição de tensão residual



Fonte: O autor

A medição de aterramento segundo o item 6.1.5.4 da NBR 15749 apresentou uma porcentagem de 0,018%, portanto o valor de resistência do sistema de aterramento é de 26,7 Ω , valor mostrado na Figura 34. A partir da atualização da NBR 5419 em 2015 um valor de referência para resistência de aterramento deixou de existir, ficando como referência a NBR 15749 itens 7.4 e 7.5 onde estão descritos como efetuar a medição de toque e de passo. Um equipamento específico para esse tipo de medição deve ser utilizado, o que impossibilitou uma conclusão quanto a eficiência do aterramento da instalação. (ABNT NBR 15749:2009).

Figura 34 - Medição de aterramento



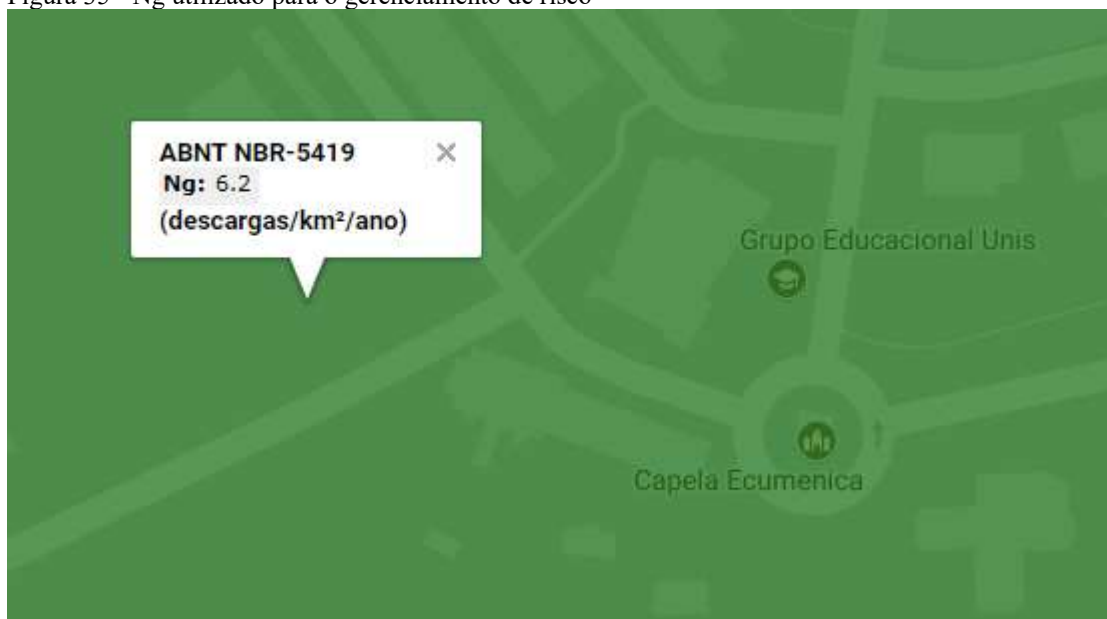
Fonte: O autor

A equipotencialização da instalação c.c foi comprovada a partir do teste de continuidade entre o eletrodo de aterramento e as partes metálicas expostas como perfis de montagem dos módulos, estrutura metálica de sustentação e molduras (frames) dos módulos.

O local não apresenta instalação de SPDA e um estudo de gerenciamento de risco segundo a parte 2 da NBR 5419:2015 foi efetuado para verificar a necessidade de instalação, onde o resultado obtido foi de $0,018 \times 10^{-5}$ para o risco L1 (Perda de vida humana) o qual está sendo apresentado no Anexo C. Com esse resultado a instalação fica dispensada da instalação de um SPDA, uma vez que o valor de R_t foi menor que o limite referência para R1 pela NBR 5419:2015 que é de 1×10^{-5} . (ABNT NBR 5419:2015)

Para o gerenciamento de risco foi utilizado um N_g (Índice de descargas atmosféricas para a terra) de 6.2 retirado do site no INPE (Instituto nacional de pesquisas espaciais) conforme mostrado na Figura 35. (INPE, 2017).

Figura 35 - N_g utilizado para o gerenciamento de risco



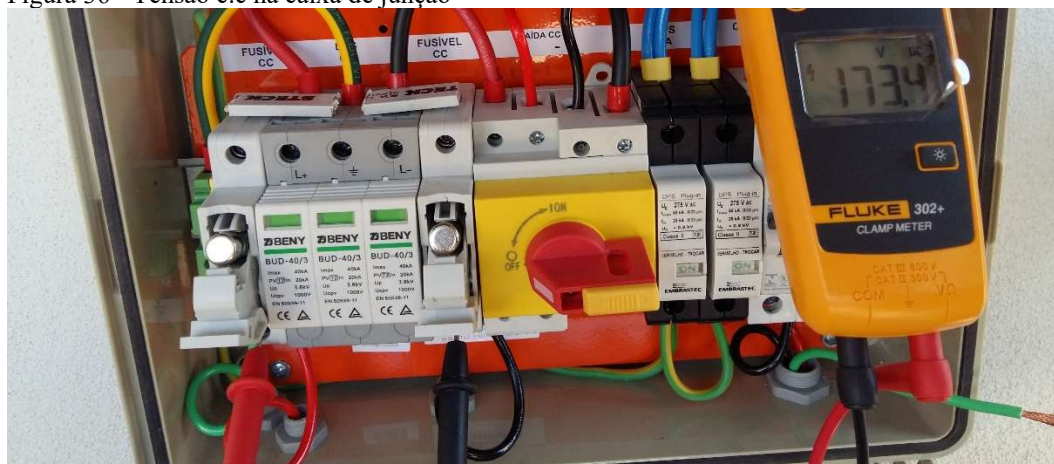
Fonte: (INPE, 2017).

10.5 Ensaio da caixa de junção

O método utilizado para medição da caixa de junção (*stringbox*) foi o método convencional descrito nesse trabalho.

A tensão c.c presente dentro da caixa de junção foi de 173,4 V como mostrado na Figura 36. Para o teste foi aberto o circuito para medir a tensão de circuito aberto do sistema, pode-se notar na imagem que a seccionadora está na posição desligado e que os porta fusíveis estão abertos.

Figura 36 - Tensão c.c na caixa de junção



Fonte: O autor

Os DPS também foram inspecionados e não estão de acordo com a tensão nominal do inversor. Os DPS são da marca BENY modelo BUD-40/3 com UCPV de 1000 V, I_{max} 40 kA. A tensão máxima suportada pelo inversor é de 450 V_{cc}, logo o DPS não poderia ter uma UCPV muito maior que esse valor. No lado esquerdo da Figura 37 é mostrado o DPS e do lado direito os dados de placa do inversor.

Figura 37 – Direita (DPS), Esquerda (Dados de placa do inversor)



Fonte: O autor

Os fusíveis são da marca Littelfuse e específicos para corrente contínua com corrente de ruptura de 15A. Os dados de placa dos módulos, especifica fusíveis de 15A para a série fotovoltaica, uma vez que a o sistema possui somente uma série o fusível utilizado está correto. A Figura 38 mostra os dados de placa dos módulos.

Figura 38 - Dados de placa dos módulos

Solar Module Type : JKM265PP-60		
Maximum Power	(P _{max})	265W
Power Tolerance		0~+3%
Maximum Power Voltage	(V _{mp})	31.4V
Maximum Power Current	(I _{mp})	8.44A
Open Circuit Voltage	(V _{oc})	38.6V
Short Circuit Current	(I _{sc})	9.03A
Nominal Operating Cell Temp	(NOCT)	45±2°C
Maximum System Voltage		1000VDC
Maximum Series Fuse Rating		15A
Operating Temperature		-40°C~+85°C
Application Class		A
Fire Class		C
Weight		19.0(kg)
Dimension		1650×992×40(mm)
STC: 1000W/m ² , AM1.5, 25°C		

Fonte: O autor

10.6 Documentação

Durante o comissionamento não foi apresentado nenhum documento onde fosse possível identificar as seguintes informações: Número de identificação do projeto (Anotação de Responsabilidade Técnica) emitida pelo CREA (Conselho regional de engenharia e arquitetura) do projetista, ART do instalador, potências nominais projetadas do inversor e gerador, localização de projeto incluindo coordenadas geográficas e período de instalação.

11 CONCLUSÃO

Os trabalhos teóricos e práticos contribuíram muito para minha vida profissional, devido a imensa quantidade de conteúdo teórico necessário para execução do comissionamento de uma usina fotovoltaica e também a diversidade de equipamentos utilizados durante as inspeções. As vistorias foram feitas sempre na presença do orientador Prof. Msc. Josué Aquino e do Prof. Adilson Amaro, que são profissionais capacitados na área de energia fotovoltaica, para garantir a segurança dos trabalhos em campo.

Durante a execução dos testes da inspeção foram verificados diversos pontos que apresentaram não conformidade com as normas vigentes. Tais pontos em não conformidade podem colocar em perigo o operador e os próprios equipamentos uma vez que alguns dispositivos de proteção não são adequados para os equipamentos instalados.

É apresentado no Quadro 8 com os itens em não conformidade e como solucioná-los.

Quadro 8 - Inconformidades e soluções

Inconformidades	Soluções
Sujidade nos módulos	Efetuar a limpeza dos módulos periodicamente de acordo com o índice de acumulo local, seguindo as especificações do fabricante.
Cabos impróprios para conexão entre caixa de inspeção e <i>stringbox</i>	Substituição do cabo para um cabo classe II, que tenha características técnicas para ser instalado subterrâneo conforme a instalação local. Utilizar cabos que suporte as intempéries ou colocar uma tampa na caixa de inspeção para proteção do cabo e das conexões
Não há no local procedimento de desligamento do sistema de geração.	Fixar no local procedimento de desligamento do sistema de geração de forma indelével
Ausência de sinalização no ponto de conexão com a rede de energia alternada	Identificar o ponto de conexão com a rede alternada de forma indelével
Pontos quentes no conector sindal e no porta fusíveis.	Refazer as conexões que apresentaram aquecimento.
DPS com tensão de corte de 1000Vcc	Substituir os DPS para proteção do inversor que tem como limite a tensão de 450Vcc

Ausência dos documentos solicitados	Providenciar os documentos citados no item 9.6 desse trabalho.
-------------------------------------	--

Fonte: O autor.

A partir das informações do Quadro 8, é possível adequar a usina para seu correto funcionamento, sem levar risco aos operadores, visitantes e alunos que adentram nas instalações da planta.

Perante as não conformidades encontradas com base na NBR16274 a usina não está apta para atuar, devendo ser providenciada todas as alterações necessárias para que a mesma opere em segurança e fornecendo a maior quantidade de energia elétrica possível para sua instalação sem ocasionar danos aos componentes instalados.

É crescente o número de empresas que prometem entregar uma solução fotovoltaica a população. Muitas empresas, recém-criadas estão no mercado prometendo soluções nesta área. Entretanto, ficou evidente que o correto comissionamento da usina, realizada por um engenheiro devidamente capacitado, pode trazer o conforto e a segurança de que a solução proposta realmente irá atender as necessidades que o cliente busca. A constante busca de conhecimento e troca de informações entre especialistas da área tem ajudado na absorção de conhecimento e crescimento de profissionais capacitados para atuação no mercado e um exemplo disso, é o grupo Unissolar que visa o compartilhamento de informações e técnicas para alunos de diversos cursos do UNIS, disseminando o conhecimento e abrindo diversos horizontes para pesquisa e até a criação de novas empresas na área fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 15749:2009. Medição de resistência de aterramento e de potência na superfície do solo em sistema de aterramento. Rio de Janeiro, Brasil : s.n.

ABNT NBR 16274:2014. 2014. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. 06 de Abril de 2014.

ABNT NBR 5419:2015. ABNT NBR 5419:2015. *Proteção contra descargas atmosféricas.* Rio de Janeiro, Brasil : s.n.

Almeida, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** São Paulo: s.n., Maio de 2012.

ANEEL 428, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2012. ANEEL 482. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482.* 17 de Abril de 2012.

ANEEL. 2017. Ceração tipo fase. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>>. Acesso em 10 abr. 2004

CERNE. *Centro de Estratégias em Recursos Naturais & Energia.* [Online] 17 de abril de 2017. Disponível em: <<http://cerne.org.br/itaipu-bate-recorde-de-producao-diaria-no-primeiro-trimestre/>>. Acessado em 20 jul 2017.

Eng2solutions Wordpress. *Site da Eng2solutions.* [Online] 27 de 09 de 2012. Disponível em: <<https://eng2solutions.wordpress.com/2012/09/27/sistema-fotovoltaicos-off-grid-e-on-grid/>>. Acessado em: 10 out 2017.

FLUKE. 2016. FLUKE. *FLUKE. Termovisor Fluke Ti10, Termovisores.* [Online] 18 de Outubro de 2016. Disponível em: <<http://www.fluke.com/fluke/brpt/termovisores/fluke-ti10.htm?pid=56179>>. Acessado em: 13 mar 2017.

IEC60364-6. 2006. Low-voltage electrical installations - Part 6: Verification. 2006.

IEC60364-7-712. 2002. Requeriments for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems. International Eletrotechnical Commission. 2002.

INPE. ABNT NBR5419. Disponível em: <http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng/>. [Online] Outubro de 2017. http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng/>. Acessado em 25 out 2017.

ITAIPU. *Itaipu.* 2017. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>>. Acessado em: 15 mai 2017.

NEOSOLAR ENERGIA. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acessado em: 15 mar 2017.

OHMINI. 2013. OHMINI, Tecnologia Aplicada à Indústria e Pesquisa. *OHMINI*. 2013. Disponível em: <<http://www.ohmini.com.br/produtos.php?id=114>>. Acessado em: 23 fev 2017.

Oliveira, Geordan Barcellar. **COMISSIONAMENTO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DA UFJF**. Juiz de Fora : s.n., 2014.

Pinho, João Tavares. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro : CEPEL - CRESESB, 2014.

PRODIST 8/3, módulo 3, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2016. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. *Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*. 2016.

PRODIST 8/8, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 2016. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. 2016.

PUCRS, Termografia. Zanesco, Izete, et al. 2012. **ANÁLISE POR TERMOGRAFIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM CÉLULAS SOLARES COM BASE N E DIFERENTES MALHAS DE METALIZAÇÃO POSTERIOR**. São Paulo : s.n., 21 de Setembro de 2012.

SICESBRASIL. Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em <<http://www.sicesbrasil.com.br/produtos/energia-solar-fotovoltaica/21-prodotti/energia-solar-fotovoltaica/130-inversores-abb.html>>. Acessado em: 18 de out de 2017.

ANEXO A - PARÂMETROS PARA SELEÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.

Dispositivo de seccionamento da série FV
Tensão mínima = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
Corrente = depende do uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente, como resume o Quadro 4 ;
Adequado para operação em corrente contínua;
Capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente (bipolar);
O uso em geradores com apenas uma série FV deve ser omitido. Quando houver séries FV em paralelo, cada uma deve possuir dispositivo de seccionamento individual.
Dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série FV
Tensão mínima= igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
Quando houver apenas uma série FV o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente deve ser omitido;
Quando houver duas séries FV em paralelo não é necessário utilizar dispositivo de proteção contra sobrecorrente;
Quando houver três ou mais séries FV em paralelo e $(ns - 1)I_{SC_{MAX.SÉRIE}} > 1,35 \times IRM$, deve-se utilizar dispositivo de proteção contra sobrecorrente;
Corrente nominal = $1,1 \times I_{SC_{MAX.SÉRIE}} \leq I_n \leq IRM$;
Adequado para operação em corrente contínua;
Deve ser instalado tanto no condutor negativo quanto no positivo;
Pode ser um fusível gPV ou disjuntor.
Diodo de bloqueio
Tensão reversa mínima = $2 \times V_{OC_{MAX}}$;
Corrente mínima = $I_{SC_{MAX.SÉRIE}}$;
O uso é opcional e não deve ser utilizado como dispositivo de proteção contra sobrecorrente.
Barramento de paralelismo entre séries FV
Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo FV
Tensão mínima= igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
Quando houver apenas um arranjo FV o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente deve ser omitido;
Quando houver dois arranjos FV em paralelo o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente é opcional;
Corrente nominal = $1,1 \times I_{SC_{MAX.ARRANJO}} \leq I_n$;
Adequado para operação em corrente contínua;
Deve ser instalado tanto no condutor negativo quanto no positivo;
Pode ser um fusível gPV ou disjuntor.
Dispositivo de seccionamento do arranjo FV
Tensão mínima = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;

Corrente = depende do uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente, como resume o Quadro 4, porém onde $I_{MAX,SÉRIE}$ é $I_{MAX,ARRANJO}$;
Adequado para operação em corrente contínua;
Capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente (bipolar);
O uso em geradores com apenas um arranjo FV deve ser omitido. Quando houver arranjos FV em paralelo, cada um deve possuir dispositivo de seccionamento individual.
Barramento de paralelismo entre arranjos FV
Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador FV
Tensão = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
Corrente nominal = $1,1 \times I_{SC_{MAX}}$;
Adequado para operação em corrente contínua;
Deve ser sempre utilizado;
Pode ser um fusível gPV ou disjuntor.
Dispositivo de seccionamento do gerador FV
Tensão = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
Corrente = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador FV;
Adequado para operação em corrente contínua;
Capaz de interromper os condutores positivo e negativo (bipolar);
Deve ser sempre utilizado.
Dispositivo de proteção contra surtos de tensão (DPS) do lado em corrente contínua
Tensão nominal de operação = igual ou maior que a tensão de circuito aberto máxima ($V_{OC_{MAX}}$) do gerador FV;
Tensão máxima de impulso = $0,8 \times$ tensão máxima de impulso suportada pelo inversor;
Corrente mínima de impulso = pelo menos 5 kA;
Quando houver sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) na edificação deve-se utilizar DPS;
Quando não houver SPDA na edificação, deve-se utilizar DPS quando o comprimento total dos condutores for maior ou igual ao comprimento crítico ($L_{crítico}$) calculado segundo a Quadro 5.
Adequado para operação em corrente contínua (sistema fotovoltaico);
Deve ser instalado o mais próximo possível de todos os terminais positivo e negativo do inversor;
Deve ser classe II;
A contar a partir do inversor, devem ser instalados DPS's a cada 10 m de comprimento de condutor;
Caso um dos condutores vivos esteja aterrado, não instalar DPS nesse condutor.
Dispositivo de proteção contra surto de tensão (DPS) do lado em corrente alternada
Tensão nominal de operação = igual ou maior que a tensão nominal do inversor no lado em corrente alternada;
Adequado para operação em corrente alternada;
Deve ser instalado o mais próximo possível de todos os terminais de saída do inversor;
Dependendo do tipo de instalação, pode ser classe I, quando o inversor estiver a mais de 10 metros de distância da proteção contra surto de tensão principal de edificação ou for

a única proteção contra surto no lado em corrente alternada, ou classe II, quando o inversor estiver a menos de 10 m de distância da proteção contra surto principal de edificação.
Caso um dos condutores vivos esteja aterrado, não instalar DPS nesse condutor.
Dispositivo de seccionamento do lado em corrente alternada
Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
Corrente nominal = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada;
Adequado para operação em corrente alternada;
Capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor (bipolar ou tripolar, dependendo do caso);
Deve ser sempre utilizado.
Dispositivo de detecção de corrente residual do lado em corrente alternada
Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
Corrente nominal = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada;
Adequado para operação em corrente alternada;
Capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor (bipolar ou tripolar, dependendo do caso);
Deve ser sempre utilizado quando não existir isolação galvânica entre os lados em corrente contínua e alternada;
Deve interromper a alimentação em até 0,3 segundos se a corrente diferencial-residual for superior a 300 mA. Também deve interromper a alimentação dentro dos limites de variação abrupta de corrente diferencial-residual estabelecidos na Quadro 5.
Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada
Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
Corrente máxima = igual ou maior que a corrente máxima de saída do inversor;
Adequado para operação em corrente alternada;
Fusíveis não podem ser utilizados;
Deve ser sempre utilizado.
Relé de proteção
Relés de proteção contra sobre/subtensão, sobre/subfrequência e ilhamento e de sincronismo devem ser utilizados quando o inversor não incorporar tais funções ou quando houver regulamentação específica que obrigue a sua utilização.
Dispositivo de seccionamento automático
Tensão = igual ou maior que a tensão nominal de saída do inversor;
Corrente nominal = maior que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada;
Adequado para operação em corrente alternada;
Capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor;
Deve ser utilizado para proteção contra sobre/subtensão, sobre/subfrequência e ilhamento e sincronismo. Seu controle deve ser feito pelos relés de proteção, quando houver, ou pelo inversor.
Transformador de acoplamento
Deve ser utilizado quando o inversor não possuir transformador e a potência nominal do sistema for superior a 100 kW, ou quando houver regulamentação específica que obrigue a sua utilização.
Dispositivo de seccionamento com a rede elétrica
Tensão = igual ou maior que a tensão nominal da rede elétrica;

Corrente nominal = igual ou maior que a corrente máxima de saída do sistema fotovoltaico;
Adequado para operação em corrente alternada;
Capaz de interromper todos os condutores de conexão à rede;
Sistemas fotovoltaicos conectados diretamente à rede devem possuir um dispositivo de seccionamento com a rede elétrica.
Dispositivo de proteção contra surtos de tensão (DPS) principal da edificação
Deve estar de acordo com a NBR 5410.
Dispositivo de seccionamento principal da edificação
Deve estar de acordo com a NBR 5410.

Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2012).

ANEXO B - LISTA PARA VERIFICAÇÃO DA INSPEÇÃO DE COMISSONAMENTO.

Lista para verificação da inspeção de comissionamento	Conformidade
Inspeção do sistema c.c.	
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 lado c.c.	
c) Os cabos das séries fotovoltaicas, os cabos dos arranjos e o cabo c.c. principal foram selecionados e montados de forma a minimizar o risco de falta 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.	
e) Nos sistemas sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, o valor de sobrecorrente do módulo fotovoltaico (Ir) é maior do 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 dispositivos 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 diodo de bloqueio, a tensão reversa destes componentes está em conformidade com a IEC 60362-7-712.	
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 60364-7-12.	
Proteção contra sobretensão/choque elétrico	
a) Um dispositivo supervisor de isolamento do arranjo fotovoltaico e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações da IEC 60364-7-712.	
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 c.a. 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 dos 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 da 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 fotovoltaico 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.	

Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2012).

ANEXO C - GERENCIAMENTO DE RISCO PARA VERIFICAÇÃO DA NECESSIDADE DA INSTALAÇÃO DO SPDA.

PLANILHA DE ANÁLISE DE DADOS E PROTEÇÕES PARA GERENCIAMENTO DE RISCO PARA SPDA:	
LOCAL:	USINA FOTOVOLTAICA UNIS MG
RESP. TÉCNICO:	0
OBRA/CLIENTE:	FUNDAÇÃO DE ENSINO E PESQUISA DO SUL DE MINAS
CNPJ/CPF:	21.420.856/0001-96
ENDEREÇO:	AV. ALZIRA BARRA GAZZOLA, 650BAIRRO AEROPORTO
DATA:	VARGINHA, 05 DE OUTUBRO DE 2017.

RISCOS / PERDAS / EQUAÇÕES / TOLERÂNCIAS (Tab. 04)			
RISCO	PERDA	Risco	Equações
L1	R1	perda de vida humana (incluindo ferimentos permanentes)	$R1 = RA1 + RB1 + RC1(1) + RM1(1) + RU1 + RV1 + RW1(1) + RZ$
L2	R2	perda de serviço ao público	$R2 = RB2 + RC2 + RM2 + RV2 + RW2 + RZ$
L3	R3	perda de patrimônio cultural	$R3 = RB3 + RV3$
L4	R4	perda de valores econômicos (estrutura, conteúdo, e perdas de atividades)	$R4 = RA4(2) + RB4 + RC4 + RM4 + RU4(2) + RV4 + RW4 + RZ$

Resultado Rx	Condições do projeto									
	R1=	RA	RB	RC	RM	RU	RV	RW	RZ	RA+RB
		1,75E-09	1,75E-07	0,00E+00	0,00E+00	2,48E-10	2,48E-09	0,00E+00	0,00E+00	0,018 E-5
	R2=	RB	RC	RM	RV	RW	RZ			
		1,75E-07	0,00E+00	1,23E-03	2,48E-09	1,24E-07	1,24E-06			
R3=	RB	RV								
	0,00E+00	0,00E+00								
R4=	RA	RB	RC	RM	RU	RV	RW	RZ		
	0,00E+00	6,98E-07	6,98E-08	0,00E+00	0,00E+00	9,92E-09	4,96E-08	4,96E-07		

Este projeto contém Risco de Explosão?	NÃO
Existe atendimento ao público?	NÃO
Podem haver perdas de patrimônio cultural?	NÃO
Este projeto contém Animais?	NÃO
Háverá avaliação econômica?	NÃO

Combinações e Fonte de dano por descargas atmosféricas na: (Tab. 02)									Resultado				
	S1: Estrutura			S2: Perto da estrutura		S3: Na linha		S4: Perto da linha		Risco - "R"	Risco em decimal (20 casas)	"RT"	R>RT?
	RA	RB	RC	RM	RU	RV	RW	RZ					
R1=	1,75E-09	1,75E-07	-	-	2,48E-10	2,48E-09	-	-	-	0,018 E-5	0,00000017903030680870	1,00E-05	NÃO
R2=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00000000000000000000	1,00E-03	NÃO
R3=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00000000000000000000	1,00E-04	NÃO
R4=	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00000000000000000000	1,00E-03	NÃO

Medidas Protetivas		Estudo:	COM PROTEÇÃO
SPDA instalado			Estrutura não protegida por SPDA
Blindagem espacial externa			SEM blindagem espacial
Proteção contra choque (descarga atm. na estrutura)			Avisos de alerta
Proteção contra choque (descarga atmosférica na linha)			Nenhuma medida de proteção
Proteção contra incêndio			Nenhuma providência
Fiação interna	Energia (LINHA 01)		Cabo não blindado – sem preocupação no roteamento no sentido de evitar laços (a)
	Sinal (LINHA 02)		Cabo não blindado – sem preocupação no roteamento no sentido de evitar laços (a)
Sistema de DPS	DPS		DPS - II
	DPS coordenados		Nenhum sistema de DPS coordenado

R1 - Perda de Vida	Avaliação conforme 5.5	R1 - Perda de Vida
	R>RT?	Não - Estrutura protegida
	Há SPDA instalado?	NÃO
Estrutura devidamente protegida.		

VARGINHA, 05 DE OUTUBRO DE 2017.

CONTRATANTE:
FUNDAÇÃO DE ENSINO E PESQUISA DO SUL DE MINAS
CPF/CNPJ: 21.420.856/0001-96

RESPONSÁVEL TÉCNICO:
0