



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Damião Fernandes Leite Pereira

**Projeto de uma Bancada de Ensaio de Conformidade em
Inversor Monofásico Conectado em Sistema Fotovoltaico**

Campina Grande - Paraíba - Brasil

Junho de 2016.

Damião Fernandes Leite Pereira

Projeto de uma Bancada de Ensaio de Conformidade em Inversor Monofásico Conectado em Sistema Fotovoltaico.

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Eletrônica de Potência.

Prof. Gutemberg Gonçalves dos Santos Júnior, D.Sc.
Orientador

Campina Grande - Paraíba - Brasil
Junho de 2016

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por todas as graças alcançadas, pois sem ele não teria conseguido iniciar este trabalho, muito menos finalizá-lo.

Um agradecimento especial aos meus queridos pais (Luiz Pereira e Damiana Guimarães) e ao meu irmão Inácio Pereira que sempre estiveram comigo em todas as etapas da minha vida. Sem eles, eu não estaria onde estou, por isso, a minha felicidade é vê-los felizes.

À minha namorada, amiga e companheira Brunária Carvalho que me incentivou e me ajudou ao longo dessa árdua jornada. E por fazer parte das suas orações.

Ao professor Gutemberg Júnior, pelo exemplo de pessoa, confiança, e por está sempre à disposição para ajudar em qualquer problema.

Aos professores Wamberto Queiroz, Montiê Vitorino e Maurício Corrêa que não mediram esforços para ajudar.

Aos meus colegas de trabalho, Luciano Alves, Gabriel Quirino e Gustavo Farias.

Aos meus amigos Danilo Brito, Haslan Pedro, Nelson Campos e muitos outros que trilharam comigo nesta longa jornada, tornando os momentos difíceis em histórias de superação e alegria. Uma amizade que irá se perpetuar em toda minha vida.

.....

Enfim, a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

Damião Fernandes

Sumário

Lista de Figuras	vi
Lista de Tabelas	viii
Lista de Abreviaturas	ix
Resumo	x
Abstract	xi
1 Introdução	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Local de Estágio	3
2 Fundamentação Teórica	4
2.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - SFCR	4
2.2 Curva Característica de um Módulo Fotovoltaico	6
2.3 Inversor	7
2.3.1 Quanto ao Tipo de Comutação	8
2.3.2 Quanto ao Tipo de Topologia	8
2.4 Qualidade de Energia Elétrica - QEE	10
2.4.1 Transitórios	11
2.4.2 Variações de Tensão de Curta e Longa Duração	11
2.4.3 Variações de Frequência	13
2.4.4 Distorções da Forma de Onda	14
2.4.5 Flutuações de Tensão	16
2.4.6 Fator de Potência	16

2.5	Ilhamento	17
3	Considerações sobre as Normas Brasileiras NBR 16149 e NBR 16150 de 2013	19
3.1	Instrumentos de Medição	20
3.1.1	Medição da Forma de Onda	20
3.1.2	Medição da Tensão, Frequência, Corrente e Potência	20
3.1.3	Medição dos Parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica - QEE	20
3.1.4	Medição do Tempo de Reconexão	21
3.2	Emulador da Rede Elétrica	22
3.3	Emulador de Gerador Fotovoltaico	23
3.4	Emulador de Carga Eletrônica	25
4	Atividades Desenvolvidas	26
4.1	Layout da Bancada	26
4.2	Dimensionamento da secção dos Condutores Elétricos e do Disjuntor . .	27
4.3	Dimensionamento do Eletroduto	35
4.4	Dimensionamento do Driver de Relé	36
4.5	Diagrama Elétrico	39
4.6	Procedimentos de Ensaios	44
5	Considerações Finais	46
6	Anexos	47
6.1	Anexo A - Lista de Materiais	47
6.2	Anexo B - Procedimentos de realização de ensaios	50
6.2.1	Teste 2 - Injeção de Componente Contínua	52
6.2.2	Teste 3 - Harmônicos e distorção da forma de onda	53
6.2.3	Teste 4 - Fator de Potência fixo	54
6.2.4	Teste 5 - Injeção/demanda de potência reativa	56
6.2.5	Teste 6 e 9 - Sobre/sub tensão e Reconexão	57
6.2.6	Teste 7 e 9 - Sobre/sub frequência e Reconexão	61
6.2.7	Teste 8 - Controle da potência ativa em sobrefrequência	65
6.2.8	Teste 10 - Religamento automático fora de fase	66
6.2.9	Teste 11 - Modulação de potência ativa	67

6.2.10	Teste 12 - Modulação de potência reativa	68
6.2.11	Teste 13 - Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede	69
6.2.12	Teste 14 - Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (<i>fault ride through-FRT</i>)	70
6.2.13	Teste 15 - Proteção contra inversão de polaridade	72
6.2.14	Teste 16 - Sobrecarga	73
7	Apêndice	74
	Referências Bibliográficas	90

Lista de Figuras

2.1	Exemplo de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica	5
2.2	Curva característica (linha azul) e de potência (linha laranja tracejado) para um módulo fotovoltaico.	7
2.3	Topologia do inversor do tipo central.	9
2.4	Topologia do inversor do tipo série.	9
2.5	Topologia do inversor do tipo multisérie.	10
2.6	Transitório Impulsivo.	11
2.7	Transitório Oscilatório.	12
2.8	Afundamento de tensão.	12
2.9	Elevação de tensão.	13
2.10	Onda distorcida resultante da combinação de duas componentes harmônicas e a fundamental.	15
2.11	Um sinal de onda de tensão com cortes de tensão.	16
3.1	NI cDAQ 9184	21
3.2	NI 9234	21
3.3	Ponta de prova de corrente CA/CC 1146A de 100kHz/100A.	22
3.4	Ponta de prova diferencial de alta tensão N2791A de 25 MHz.	22
3.5	Analisador de Alimentação CA Agilent 6813B, 1750 VA, 300 V, 13 A. . .	24
3.6	Emulador de Painel Solar Agilent E4360A.	25
4.1	Bancada de ensaio de conformidade em inversores.	27
4.2	Vista frontal da bancada de ensaio em inversores.	28
4.3	Vista posterior da bancada de ensaio em inversores.	28

4.4	Vista lateral esquerda da bancada.	29
4.5	Vista lateral direita da bancada.	29
4.6	Bancada de ensaio de conformidade em inversores.	30
4.7	Diagrama ligações entre equipamentos e relés por um cabo de secção 2,5 <i>mm</i> ²	34
4.8	Relé JQX-15F(T90).	37
4.9	Driver de potência para o Relé JQX-15F(T90).	40
4.10	Diagrama elétrico multifilar folha 1.	41
4.11	Diagrama elétrico multifilar folha 2.	42
4.12	Diagrama elétrico multifilar folha 3.	43
6.1	Diagrama ligações para realização dos ensaios	51
7.1	Vista 1 da Bancada de ensaios.	74
7.2	Vista 2 da Bancada de ensaios.	75
7.3	Vista 3 da Bancada de ensaios.	76
7.4	Vista 4 da Bancada de ensaios.	77
7.5	Vista 5 da Bancada de ensaios.	78
7.6	Vista 6 da Bancada de ensaios.	79
7.7	Vista 7 da Bancada de ensaios.	80
7.8	Vista 8 da Bancada de ensaios.	81
7.9	Vista 9 da Bancada de ensaios.	82
7.10	Vista 10 da Bancada de ensaios.	83
7.11	Vista 11 da Bancada de ensaios.	84
7.12	Vista 12 da Bancada de ensaios.	85
7.13	Vista 13 da Bancada de ensaios.	86
7.14	Vista 14 da Bancada de ensaios.	87
7.15	Vista 15 da Bancada de ensaios.	88
7.16	Vista 16 da Bancada de ensaios.	89

Lista de Tabelas

3.1	Requisitos do emulador da rede elétrica.	23
3.2	Especificação do emulador de gerador fotovoltaico	24

Lista de Abreviatura e Siglas

LABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
IEC	International Electrotechnical Commission
LEIAM	Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande

Resumo

O presente relatório de estágio é referente ao estagiário Damião Fernandes L. Pereira, no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM) sob a supervisão do professor Montiê Alves Vitorino. O estagiário desenvolveu várias atividades, tais como: elaboração de um layout no AutoCAD de uma bancada para realizar ensaios de conformidades em inversores monofásicos de até 850 W acoplados em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica - SFCR, dimensionamento dos condutores (material, maneira de instalar, bitola dos fios), eletrodutos e o disjuntor para ligar/desligar a bancada. Foi projetado um circuito de driver de potência para acionar os relés que está interligados pelos equipamentos responsáveis por emular as características da rede elétrica, carga e painel fotovoltaico. Elaboração de um diagrama elétrico multifilar no AutoCAD contendo os diagramas de força (alimentação) e diagrama de controle (controle dos emuladores e dos relés). E por último, foi criado quinze cenários de ensaios de acordo com as normas da ABNT NBR 16149:2013 e ABNT NBR 16150:2013.

Palavras-Chaves: Inversor Conectado à Rede; Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica; Bancada de ensaios; Normas da ABNT.

Abstract

This internship report refers to intern Damião Fernandes L. Pereira, the Industrial Electronics Laboratory and Machine drive (LEIAM) under the supervision of Professor Montie Alves Vitorino. The trainee developed several activities, such as preparation of a layout in AutoCAD from a bench to perform compliance testing on single phase units up to 850 W engaged in Photovoltaic Systems Connected to the Grid - SFCR. Moreover, it was scaled drivers (material, way to install, wire gauge), conduit and circuit breaker to turn on / off the bench. a power driver circuit is designed to trigger the relays that are interconnected by the equipment responsible for emulating the characteristics of the electric grid, load and photovoltaic panel. Preparation of an electrical diagram stranded in AutoCAD containing diagrams forces (supply) and control diagram (control emulators and relays). And last, it was created fifteen test scenarios according to the ABNT NBR 16149: 2013 and NBR 16150: 2013.

Keywords: Inverter connected to the network; Photovoltaic Systems Connected to the Grid; Bench tests; ABNT.

Capítulo 1

Introdução

Mundialmente, o consumo de energia elétrica vem aumentando significativamente fazendo com que as formas de geração de energia elétrica se tornem insuficientes para atender toda a demanda. Atualmente, 80% da geração mundial de energia é composta por combustíveis fósseis (Carvão, petróleo e gás natural). No Brasil, a usina hidrelétrica é a principal fonte de geração de eletricidade. Embora seja uma fonte renovável e limpa, as usinas hidrelétrica produzem um impacto ambiental devido ao alagamento de extensas áreas cultiváveis.

Devido aos longos período de estiagem e chuvas abaixo da média esperada, o território brasileiro encontra-se numa crise hídrica. Com isso, o governo foi forçado a utilizar energia das usinas termoelétricas consideradas mais cara para suprir a demanda. Nesse cenário, houve a aprovação do Projeto de Lei 317/2013 que isenta equipamentos e componentes para a geração de energia solar do imposto sobre importação. Os sistemas fotovoltaicos são capazes de gerar energia elétrica por meio das chamadas células fotovoltaicas que são feitas de materiais semicondutores capazes de transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica.

A geração de energia elétrica usando painéis solares, possibilita tanto a criação de grandes unidades de geração próximas aos centros de consumo quanto a instalação de pequenas unidades geradoras, que consomem a própria energia produzida. Este sistema de geração distribuída já foi regulamentado pela resolução da ANEEL 482/2012, em que foram estabelecidas normas para micro e mini geradores, dando assim, um incentivo maior para o uso, pesquisa e desenvolvimento destas fontes energéticas. Em 24

de Novembro de 2015 a resolução normativa nº 687/2015 atualiza a resolução normativa 482/2012 e os módulos 1 e 2 dos Procedimentos de Distribuição-PRODIST.

O conversor estático de potência ou simplesmente inversor é conhecido na literatura para nomear os equipamentos que fazem o acoplamento entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica. Além da conversão da corrente contínua em corrente alternada, os inversores utilizados nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) devem efetuar o seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) do gerador fotovoltaico, realizar a sincronização com a rede elétrica e apresentar dispositivos de proteção contra eventuais características de anormalidade da rede.

No que diz respeito aos requerimentos técnicos de qualidade, proteção e segurança, as Portarias Inmetro nº 4/2011, nº 357/2014 e nº 17/2016 estabelecem procedimentos de avaliação de conformidade em inversores. As normas ABNT NBR IEC 62116:2012, ABNT NBR 16149:2013 e ABNT NBR 16150:2013 apresentam juntas 17 ensaios para os inversores CC/CA para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, nas quais definem os requerimentos mínimos a serem exigidos destes equipamentos (IEC, 2012) (NBR16149, 2013) (NBR16150, 2013).

1.1 Objetivos

Este trabalho de estágio tem como objetivo o desenvolvimento de uma bancada de ensaio de conformidade em inversores monofásicos conectado em sistema fotovoltaico de acordo com as normas ABNT NBR IEC 62116:2012, ABNT NBR 16149:2013 e ABNT NBR 16150:2013. Para realização das atividades de estágio foram dedicadas 8 horas diárias, totalizando 40h semanais, no intervalo de 04/04/2016 a 05/05/2016. As tarefas realizadas foram divididas da seguinte forma:

- Levantamento dos procedimentos para realização de ensaios de conformidade, segundo as normas ABNT NBR IEC 62116:2012, ABNT NBR 16149:2013 e ABNT NBR 16150:2013.
- Elaboração do layout da bancada no AutoCAD.
- Dimensionamento dos condutores, eletroduto, relés e disjuntor.

- Elaboração de um driver de potência para acionamento dos relés.
- Elaboração do diagrama multifilar no AutoCAD.
- Elaboração do relatório.

1.2 Local de Estágio

O Estágio Supervisionado foi realizado no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM) no bloco CH da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). O LEIAM é um laboratório voltado para a pesquisa e desenvolvimento que tem como principais áreas de pesquisa: qualidade de energia, fontes alternativas de energia e acionamento e controle de máquinas elétricas. Algumas empresas como a Eletrobrás financiam pesquisas realizadas no LEIAM.

Os projetos de pesquisa do laboratório são desenvolvidos pelos professores e alunos do doutorado, mestrado e graduação. A infraestrutura do laboratório dispõe de computadores, dispositivos de medição, instrumentação e aquisição de dados, máquina elétricas e dispositivos de eletrônica de potência.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Nesta seção é descrita alguns termos e definições importantes para compreensão da bancada de teste de verificação de funcionamento dos inversores.

2.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - SFCR

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) é a tecnologia que mais apresenta crescimento e redução de custos em relação aos sistemas fotovoltaicos isolados. Em 2030, prevê-se que a energia gerada por esses sistemas poderá competir com a geração de energia elétrica convencional, com as tarifas sendo cada vez mais reduzidas (FRANCO, 2013).

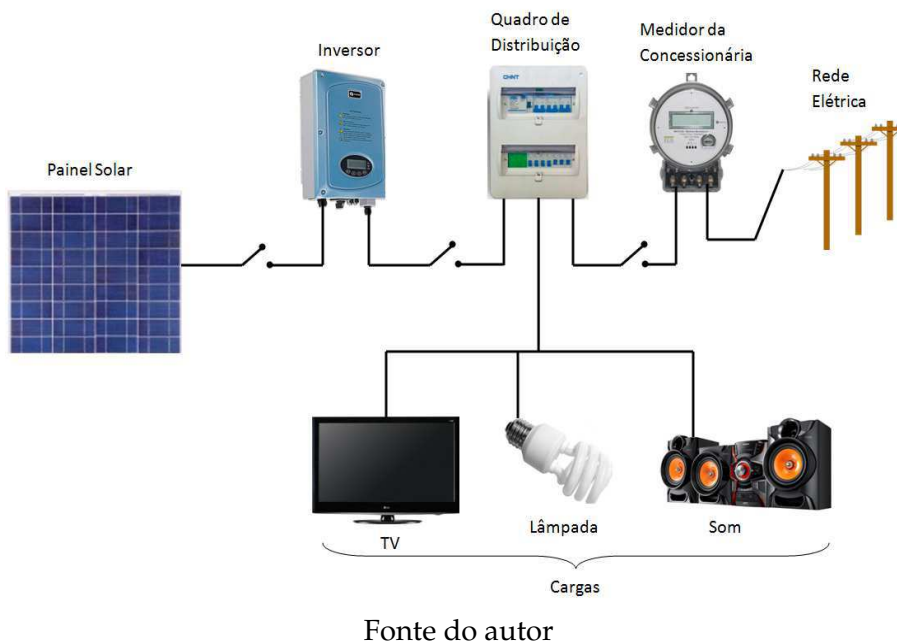
Esses sistemas se caracterizam pela ausência do uso de baterias para armazenar a energia gerada, ou seja, a energia produzida pelos painéis solares que não é consumida pelas cargas, é entregue diretamente à rede da concessionária de energia. Então, um equipamento importante nessa configuração é o inversor, que vai transformar a corrente contínua gerada pelo efeito fotovoltaico em corrente alternada de maneira que não deteriore a qualidade do sistema elétrico ao qual o sistema está interligado. Os elementos básicos que compõem este sistema são descrito a seguir e visualizado na Figura 2.1.

- Módulos fotovoltaicos: responsáveis pela captação e transformação de energia solar em energia elétrica CC.
- Sistema de condicionamento de potência(inversor): responsável pela transferên-

cia da energia CC produzida pelos módulos à rede elétrica CA, e pela operação adequada do sistema com a rede elétrica.

- Rede elétrica: utiliza a energia produzida pelos geradores, podendo também afetar o funcionamento do SFCR.

Figura 2.1 – Exemplo de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica .



Existem duas formas de conexão que diferenciam os SFCRs. A primeira diz respeito aos Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Conectados à Rede Elétrica, na qual um determinado consumidor, que tenha a geração fotovoltaica de energia elétrica, pode utilizar à rede elétrica da concessionária para suprir sua demanda. Evidentemente, quando o consumo de energia elétrica for menor que a geração fotovoltaica, ele pode vender o excedente à concessionária de energia elétrica na forma de crédito. De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL 482/2012, não é permitida a venda de energia elétrica por micro ou minigeração distribuída, entretanto existe um sistema de compensação de energia regulamentado pela ANEEL. Segundo esta norma, cada unidade de energia excedente injetada na rede elétrica será convertida em créditos de energia ativa, de maneira a ser abatido nas próximas faturas, por até 36 meses subsequentes a sua geração. Os créditos excedentes poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras

unidades, desde que estejam previamente cadastradas no mesmo CPF/CNPJ e sejam atendidas pela mesma concessionária de energia elétrica.

A outra forma de conexão diz respeito aos Sistemas Fotovoltaicos Centralizados Conectados à Rede Elétrica. São estações centralizadas de energia e não estão associadas a um cliente em particular e são instalados a certa distância do ponto final de consumo.

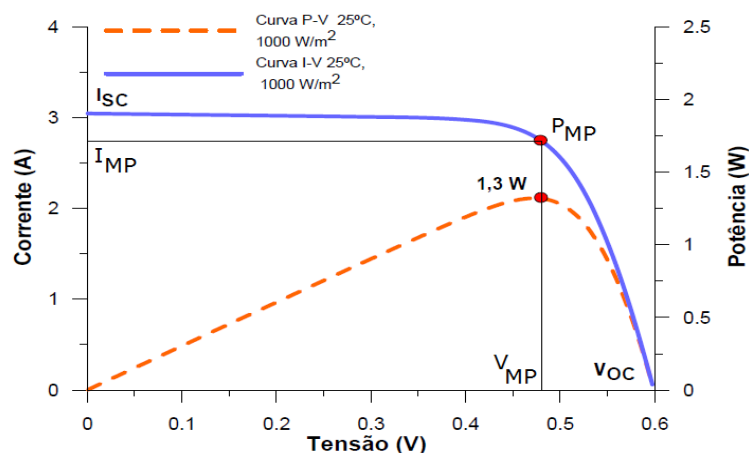
2.2 Curva Característica de um Módulo Fotovoltaico

As características elétricas de um módulo fotovoltaico são geralmente representadas pela curva da corrente versus tensão (I_xV). Na Figura 2.2 é mostrada uma curva I_xV característica de um painel fotovoltaico em uma dada condição de radiação solar. A corrente de curto circuito (I_{SC}) no gráfico representa o ponto de máxima corrente quando a tensão é zero e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) representa o ponto de máxima tensão quando a corrente é zero. Na região mais à direita do gráfico, a corrente decresce rapidamente com um pequeno aumento da tensão. Nessa região a célula opera como uma fonte de tensão constante com uma resistência interna (PATEL, 2006), enquanto na região à esquerda ocorre uma pequena diminuição da corrente para grandes variações de tensão, o que denomina-se região de fonte de corrente. Um mecanismo de controle conhecido como Seguimento do Ponto de Máxima Potência - SPMP é utilizado para extrair do painel fotovoltaico a máxima potência que está sendo gerada e conseqüentemente, melhorar o rendimento do sistema.

Os parâmetros elétricos que a maioria dos fabricantes fornecem levam em consideração a condição padrão de teste definida pela norma IEC 61215, que estabelece o valor de radiação de $1000 W/m^2$ a temperatura das células de $25^\circ C$. Esses parâmetros são:

- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): é a máxima corrente que o módulo fornece e é medida quando a tensão nos seus terminais é nula.
- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a tensão máxima entre os terminais de um módulo fotovoltaico quando não há corrente circulando.
- Ponto de Máxima Potência (P_{MP}): cada ponto da curva I_xV , fazendo o produto tensão versus corrente, se obtém um valor de potência. Considerando determi-

Figura 2.2 – Curva característica (linha azul) e de potência (linha laranja tracejado) para um módulo fotovoltaico.



Fonte: adaptado de (VERA, 2009)

nados valores de temperatura e radiação, existe um valor máximo de potência que corresponde ao produto da tensão de potência máxima e corrente de potência máxima.

- Tensão de Máxima Potência (V_{MP}): tensão no ponto de máxima potência.
- Corrente de Máxima Potência (I_{MP}): corrente no ponto de máxima potência.
- Fator de Forma (FF): parâmetro que varia com os valores das resistências série e paralelo. Matematicamente é a relação entre a máxima potência e o produto da tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito. Seus valores são dependentes também da tecnologia de fabricação do módulo fotovoltaico.

$$FF(\%) = \frac{P_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \times 100 \quad (2.1)$$

2.3 Inversor

A corrente gerada em um painel fotovoltaico é uma corrente contínua. Tendo em vista que a maioria das cargas que serão alimentadas necessitam de corrente alternada, a utilização de um inversor em um sistema fotovoltaico se torna imprescindível. O inversor fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de corrente contínua. Essa energia fornecida pelo inversor necessita ter amplitude, frequência e

conteúdo harmônico adequado às cargas que serão alimentadas e a tensão de saída deve ser sincronizada com a tensão da rede elétrica, no caso de sistemas conectados à rede. Dessa forma, os inversores utilizados em SFCRs devem atender normas e padrões de segurança e qualidade de energia.

Os inversores são classificados quanto ao tipo de comutação, topologia, isolamento galvânica e estágios de processamento de energia.

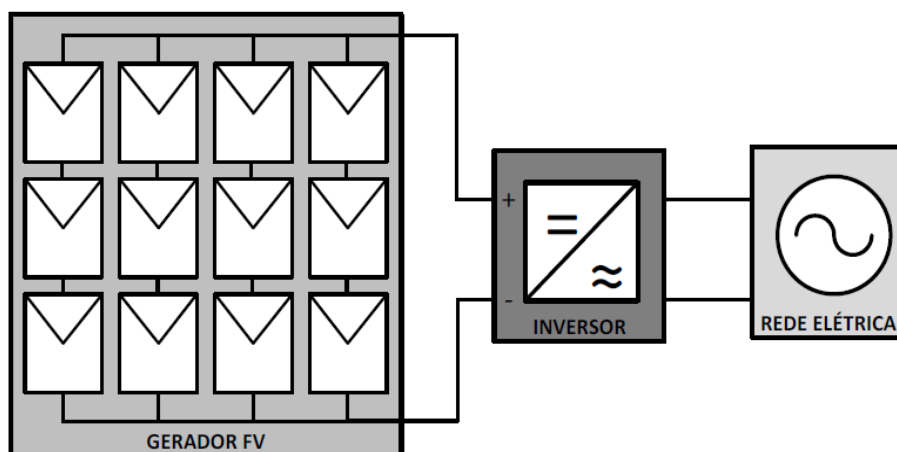
2.3.1 Quanto ao Tipo de Comutação

Quanto ao tipo de comutação pode ser de dois tipos: inversores comutados pela rede elétrica e inversores autocomutados. Os inversores comutados pela rede elétrica são amplamente utilizados em SFCR. Esses tipo de inversores são projetados para operar somente quando a rede elétrica estiver em funcionamento, pois utilizam a tensão da rede como referência para garantir uma desconexão e desligamento do inversor de maneira segura, além de evitar sua operação isolada. Os inversores autocomutados não necessitam de um sinal de referência para realizar a comutação de chaves (NETO, 2012).

2.3.2 Quanto ao Tipo de Topologia

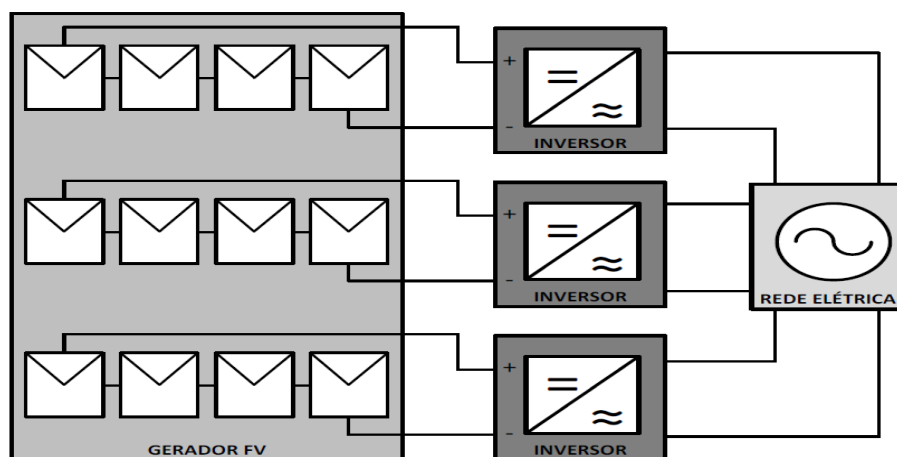
Os inversores de conexão à rede podem ser do tipo central, série, multisérie e módulo com inversor integrado ou módulo CA. A configuração do inversor do tipo central é formada pela conexão do gerador fotovoltaico a apenas um inversor, em outras palavras, todo o arranjo fotovoltaico com as placas solares ligadas em série e paralelo está conectado em um só inversor. Para este tipo de topologia apresentada na Figura 2.3 se faz necessário o uso de um diodo de bloqueio que acarreta em perdas. Havendo a possibilidade de falhas no inversor, todo o sistema fotovoltaico será desativado. O seguidor de máxima potência SPMP também é afetado quando os arranjos em série apresenta o SPMP diferente para cada um das séries do arranjo fotovoltaico (NETO, 2012). A vantagem dessa topologia diante das demais é o baixo custo, devido à menor quantidade de equipamentos.

Os inversores do tipo série apresentados na Figura 2.4 são aqueles em que um

Figura 2.3 – Topologia do inversor do tipo central.

Fonte: adaptado de (NETO, 2012)

conjunto de módulos fotovoltaicos são ligados em várias séries e conectados a um só inversor, ou seja, o gerador fotovoltaico apresenta várias fileiras de módulos ligados e cada uma dessas fileiras está conectada a apenas um inversor. Além disso, na ligação em série dos painéis solares não usa diodo de bloqueio e com isso evita perdas. Como o arranjo fotovoltaico não é ligado exclusivamente em apenas um inversor, no caso de falhas de um dos inversores, o sistema SFCR continuará injetando potência na rede elétrica por meio dos outros inversores. Com isso aumenta a confiabilidade do sistema, entretanto aumenta o custo devido ao maior número de equipamentos (NETO, 2012).

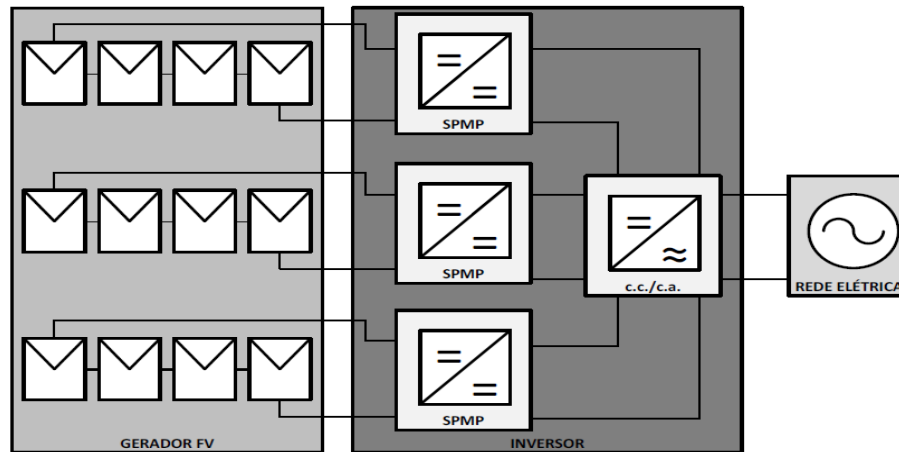
Figura 2.4 – Topologia do inversor do tipo série.

Fonte: adaptado de (NETO, 2012)

Os inversores do tipo multisérie apresentados na Figura 2.5 são aqueles que tem um

SPMP para cada série do arranjo fotovoltaico. Essa topologia apresenta a vantagem de ter vários inversores em um só dispositivo (NETO, 2012).

Figura 2.5 – Topologia do inversor do tipo multisérie.



Fonte: adaptado de (NETO, 2012)

A maioria dos inversores para conexão à rede utilizada no mercado também incorporam funções para o monitoramento e aquisição de dados junto ao sistema fotovoltaico em questão. Dessa maneira, o usuário disponibiliza de informações como: energia diária gerada, estado do equipamento, histórico de falhas, valores instantâneos de potência e tensão CC e CA, também é possível a conexão de sensores externos que exibem informações sobre temperatura, radiação solar, etc. A garantia dos inversores para SFCRs está atualmente em torno de dez anos (KRENZ; STADLERR, 2014).

2.4 Qualidade de Energia Elétrica - QEE

O termo Qualidade de Energia Elétrica é uma medida de quão bem a energia elétrica pode ser utilizada pelos consumidores. Essa medida de qualidade está atrelada a uma variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a tensão e corrente em um dado instante e posição em um sistema elétrico. Dentre os fenômenos eletromagnéticos, podem-se destacar:

- Transitórios;
- Variações de tensão de curta e longa duração;
- Desequilíbrio de sistemas trifásicos;

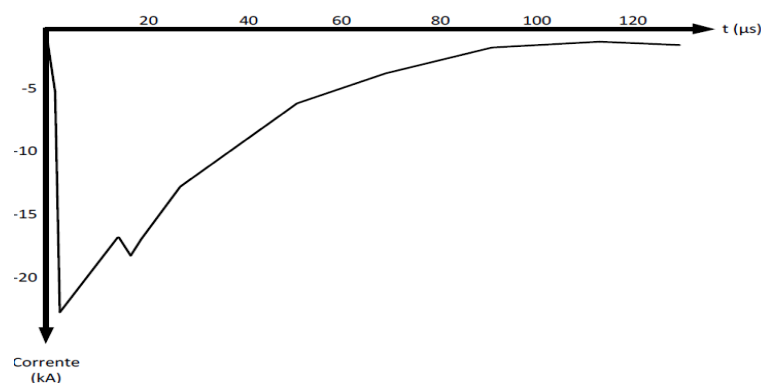
- Distorções da forma de onda;
- Flutuações de tensão;
- Variações de frequência.

2.4.1 Transitórios

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos causados por alterações súbitas nas condições normais de um sistema de energia elétrica. Na maioria das vezes, a duração de um transitório é bastante pequena, mas nesse curto período de tempo o sistema elétrico poderá ser exposto a grandes variações de tensão e/ou corrente. Basicamente, existem dois tipos de transitórios: os impulsivos, causados por descargas atmosféricas, e os oscilatórios, causados por chaveamentos.

Na Figura 2.6 ilustra um exemplo de um transitório impulsivo que pode ser caracterizado como uma alteração repentina nas condições do regime permanente da tensão e/ou corrente e também na frequência. Já na Figura 2.7 ilustra um caso de um transitório oscilatório que também pode ser caracterizado como uma alteração repentina nas condições do regime permanente da tensão e/ou corrente. Estes transitórios são provocados pela eliminação de faltas, chaveamento de capacitores e transformadores.

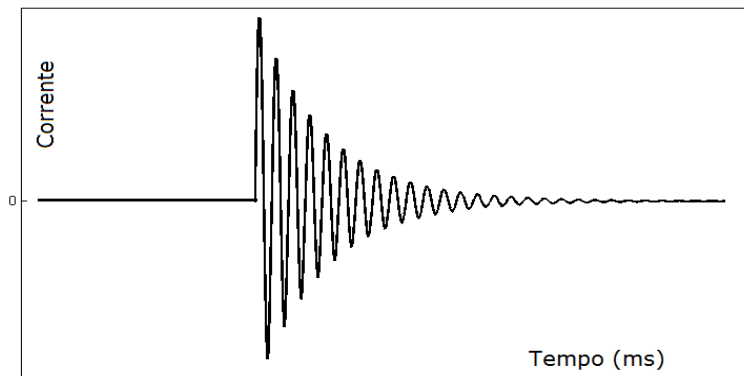
Figura 2.6 – Transitório Impulsivo.



Fonte: adaptado de (NETO, 2012)

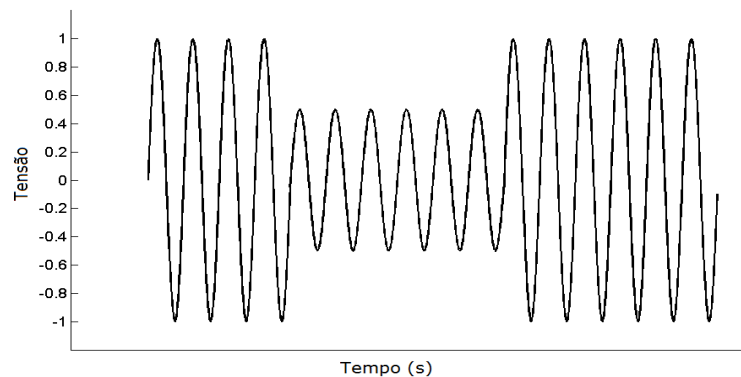
2.4.2 Variações de Tensão de Curta e Longa Duração

A variações de tensão de curta duração podem ser causadas pela conexão/desconexão de grandes cargas, por faltas na rede, conexão de banco de capacitores e pela partida

Figura 2.7 – Transitório Oscilatório.

Fonte do Autor

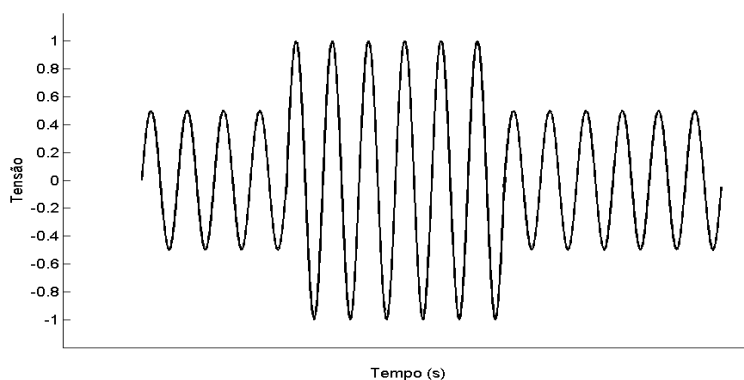
de motores. Tais variações de tensão são caracterizadas por afundamentos e elevações momentâneas ou até mesmo por uma interrupção completa do sistema elétrico. O afundamento de tensão consiste em uma redução de 10 % a 90 % da tensão base do sistema por um curto período de tempo, causada por curtos-circuitos, sobrecargas, energização de transformadores de grande porte ou partidas de grandes motores. Na Figura 2.8 mostra um sinal de tensão com um afundamento.

Figura 2.8 – Afundamento de tensão.

Fonte do Autor

A elevação de tensão são distúrbios que podem ser caracterizados por um aumento de cerca de 10 % a 80 % e na mesma frequência da tensão na rede. Normalmente estas elevações são provocadas pela desconexão de grandes cargas, conexão de banco de capacitores e faltas na rede com duração meio ciclo até 1 minuto. Na Figura 2.9 mostra um sinal de tensão com uma elevação.

A variações de tensão de longa duração são fenômenos semelhantes aos fenômenos

Figura 2.9 – Elevação de tensão.

Fonte do Autor

de curta duração, porém, com a característica de se manterem no sistema elétrico por tempos superiores a três minutos. São causadas por saídas de grandes blocos de carga, perdas de fase, dentre outras.

2.4.3 Variações de Frequência

Variações de frequência na rede elétrica são definidas como sendo qualquer desvio no valor da frequência fundamental na rede. A principal causa dessas variações é a retirada ou adição de grandes cargas na rede. A rotação do gerador síncrono, na qual fornece eletricidade, determina a frequência de um sistema de fornecimento de energia. Portanto, quando enormes cargas são inseridas à rede elétrica, o gerador deve fornecer potência suficiente para atender essas cargas. Mas, até o sistema de controle de velocidade atuar e fornecer mais energia primária para esse gerador síncrono, a potência suficiente para alimentar a carga é retirada da energia cinética do gerador, fazendo com que o mesmo desacelere e conseqüentemente diminua frequência da rede.

O contrário disso, ou seja, quando uma enorme carga é retirada da rede a potência extra é transformada em energia cinética, acelerando o gerador síncrono e aumentando a frequência da rede até o momento em que o controlador de velocidade atue e diminua o fornecimento de energia primária, a fim de reduzir a velocidade.

2.4.4 Distorções da Forma de Onda

A distorção da forma de onda tem como definição um desvio, em regime permanente, da forma de onda perfeitamente senoidal na frequência fundamental, e é caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral. Na literatura existem cinco tipos de distorção da forma de onda:

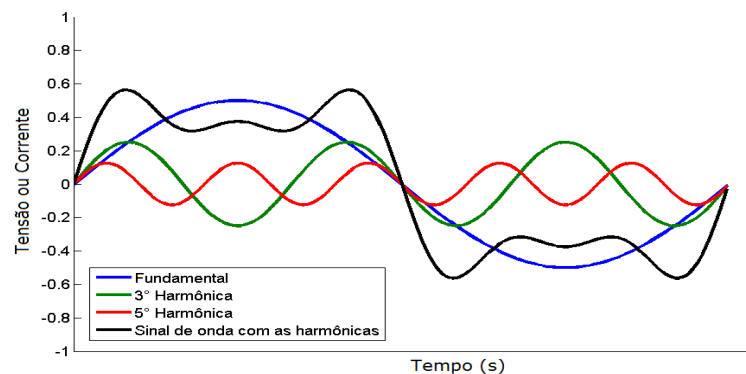
- **Harmônicos:** São componentes de tensão ou correntes senoidais que são múltiplas inteiras da frequência fundamental na qual opera a rede de energia elétrica (60 Hz no Brasil). Estes harmônicos quando combinadas com a componente fundamental (60 Hz) produzem uma forma de onda distorcida tanto para forma de onda da tensão como da corrente. A distorção harmônica é resultante principalmente de equipamentos e cargas com características não lineares instalados na rede elétrica. Na Figura 2.10 mostra quatro sinais de onda representando a componente fundamental, duas componentes harmônicas (3° e 5°) e onda distorcida que é resultante da combinação das outras três ondas. O nível da distorção harmônica pode ser representado por meio de um número, a Distorção Harmônica Total (DHT), a qual representa o desvio da forma de onda distorcida em relação a uma onda puramente senoidal. A DHT pode ser calculada tanto para a corrente como para a tensão por meio da Equação 2.2.

$$DHT = \frac{\sqrt{X_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} X_n^2}}{X_1} \quad (2.2)$$

onde X_1 é a componente fundamental de tensão ou corrente e X_n é a componente harmônica.

- **Inter-harmônicos:** são componentes de frequência, em tensão ou corrente, que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede elétrica (60 Hz no Brasil). Elas podem aparecer como frequências discretas ou como uma larga faixa espectral. Os inter-harmônicos podem ser encontrados em redes de diferentes níveis de tensão. As suas principais fontes são conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e equipamentos a arco. Sinais "carrier" em

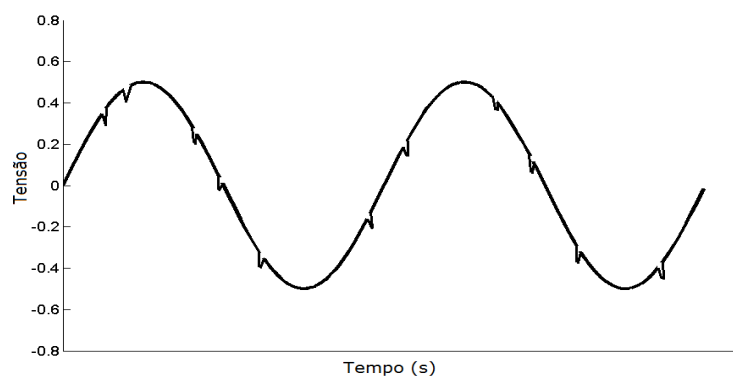
Figura 2.10 – Onda distorcida resultante da combinação de duas componentes harmônicas e a fundamental.



Fonte do Autor

linhas de potência também podem ser considerados como inter-harmônicos. Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que podem afetar a transmissão de sinais via rede elétrica e induzir cintilação visual no display de equipamentos como tubos de raios catódicos (IEEE, 2009).

- **Nível CC:** corresponde a presença de tensão ou corrente CC em um sistema elétrico. Este fenômeno pode ocorrer como o resultado da operação ideal de retificadores de meia-onda. O nível CC em redes de corrente alternada pode levar à saturação de transformadores, resultando em perdas adicionais e redução da vida útil.
- **Cortes de tensão:** são distúrbios de tensão causados pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Este fenômeno pode ser detectado pelo conteúdo harmônico da tensão afetada. Entretanto, as componentes de frequência associadas com os cortes de tensão são de alto valor e, desta forma, não podem ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica. Na Figura 2.10 a seguir ilustra um exemplo de uma onda de tensão com cortes de tensão.
- **Ruído:** definido como um sinal elétrico indesejado, contendo uma larga faixa espectral com frequências menores que 200 KHz, as quais são superpostas às tensões ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro. Os ruídos em sistemas de potência podem ser causados por equipamentos eletrônicos de

Figura 2.11 – Um sinal de onda de tensão com cortes de tensão.

Fonte do Autor

potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido e fontes chaveadas que, normalmente, estão relacionados com aterramentos impróprios.

2.4.5 Flutuações de Tensão

As flutuações de tensão correspondem a variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento dentro da faixa compreendida entre 0,95 pu e 1,05 pu. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais e manifestam-se de diferentes formas, a destacar (IEEE, 2009):

- Flutuações aleatórias: causadas por fornos a arco, onde as amplitudes das oscilações dependem do estado de fusão do material e do nível de curto-circuito da instalação.
- Flutuações repetitivas: causadas por máquinas de solda, laminadores, elevadores de minas e ferrovias.
- Flutuações esporádicas: causadas pela partida direta de grandes motores.

2.4.6 Fator de Potência

Na teoria de circuitos de corrente alternada (CA), quando as ondas de tensão e corrente estão em fase significa que o circuito é puramente resistivo e toda energia elétrica entregue pela fonte é dissipada sob a forma de energia térmica. Outra situação existente,

é quando a onda de corrente está atrasada em relação a onda de tensão, e neste caso significa que as cargas no circuito é predominantemente indutivo, ou seja, a energia entregue pela fonte está sendo armazenada nos enrolamentos da bobina do indutor, que por sua vez, limita qualquer variação brusca de corrente e conseqüentemente provoca um atraso em relação a tensão. Da mesma forma, quando a onda de corrente está adiantada em relação a tensão significa que as cargas no circuito é predominantemente capacitivo. Estas cargas capacitivas e indutivas são denominadas de cargas reativas, pois a energia armazenada não realiza trabalho útil e acaba retornando para a fonte.

O fator de potência é a razão entre a potência ativa e a potência aparente (ativa + reativa). Essa razão indica a eficiência do uso da energia, pois um alto fator de potência indica uma eficiência alta e inversamente, um fator de potência baixo indica baixa eficiência energética. A Equação 2.3 mostra essa relação.

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} \quad (2.3)$$

sendo FP o Fator de Potência, θ o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente, P a potência ativa e S a potência aparente.

2.5 Ilhamento

O ilhamento pode ser definido como uma condição em que parte da rede elétrica, que contenha tanto a carga quanto a geração distribuída está isolada do restante da rede elétrica. Existem duas situações de ilhamento: o ilhamento intencional e o ilhamento não intencional. O ilhamento intencional é criada intencionalmente pela concessionária de distribuição de energia elétrica para isolar partes da rede elétrica em caso de manutenção. Já uma ilha não intencional, ocorre quando uma parte da rede contendo somente a geração de uso privado e a carga está fora do controle da concessionária de distribuição.

A operação em ilha intencional normalmente ocorre em algumas condições: desconexão da rede em casos de falha de um equipamento, manutenção, falha humana, fenômenos da natureza e faltas na rede com a atuação dos dispositivos de proteção.

A ilha não intencional deve ser evitado, pois pode trazer problemas aos sistemas

elétricos relacionados a aspectos de segurança e técnicos. Alguns dos problemas são apresentados a seguir:

- A segurança do pessoal técnico da concessionária envolvido na operação e manutenção da rede é gravemente ameaçada, uma vez que após a perda do suprimento da concessionária, parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da mesma;
- A concessionária, usualmente, não tem controle da tensão e frequência dentro do sistema ilhado, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela. Assim, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, embora a concessionária seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade.

Capítulo 3

Considerações sobre as Normas

Brasileiras NBR 16149 e NBR 16150 de 2013

A cada dia que passa vem crescendo o mercado brasileiro de energias renováveis, em especial, aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica - SFCR. Devido a essa demanda tanto nacional como internacional pelos sistemas SFCR, diversas questões técnicas como qualidade da energia elétrica - QEE injetada na rede e proteção contra surtos de tensão foram padronizadas. Essa padronização é importante para garantir qualidade e proteção aos produtos desenvolvidos e aos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica.

O inversor que é um elemento intermediador entre a geração fotovoltaico e a rede elétrica deve apresentar parâmetros que devem ser obedecidos para o uso em sistemas fotovoltaicos estabelecidos pela norma ABNT NBR 16149:2013, que versa sobre características como variação de tensão e frequência, distorção harmônica total (THD), proteção contra ilhamento, fator de potência, etc. Segundo esta norma, um inversor deixa de fornecer energia à rede elétrica quando esta estiver fora das especificações normais de operação de tensão e/ou frequência. No Brasil também já existe uma norma específica para o procedimentos de ensaios em que os laboratórios devem realizar com os inversores chamada de ABNT NBR 16150:2013. Essas duas normas são complementadas entre si.

Sendo assim, a legislação vigente já possibilita que os inversores utilizados em SF-CRs tenham um ótimo patamar de qualidade, uma vez que os fabricantes são obrigados a segui-la.

3.1 Instrumentos de Medição

3.1.1 Medição da Forma de Onda

As formas de onda devem ser medidas por um instrumento de medição com armazenamento de dados, por exemplo, um osciloscópio com memória ou um sistema de aquisição de dados, com taxa de amostragem de 10 kHz ou superior. A exatidão de medida deve ser melhor ou igual 1 % da tensão nominal de saída do inversor e melhor ou igual a 1 % da corrente de saída nominal do inversor (NBR16150, 2013).

3.1.2 Medição da Tensão, Frequência, Corrente e Potência

Para a medição da tensão, frequência, corrente e potência de entrada e saída do inversor, devem-se utilizar instrumentos de medição com exatidão de medida melhor ou igual a 0,2 % da leitura de tensão, melhor ou igual a 0,01 Hz, melhor ou igual a 1 % da corrente nominal do inversor e melhor ou igual a 0,5 % da leitura de potência, respectivamente (NBR16150, 2013).

3.1.3 Medição dos Parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica - QEE

Para a medição do fator de potência e componente contínua, deve-se utilizar um instrumento de medição, por exemplo, um analisador de qualidade de energia ou sistema de aquisição de dados, que seja capaz de medir esses parâmetros com exatidão melhor ou igual 0.5 %. O instrumento de medição da THDi deve estar em conformidade com a IEC 61000-4-7 e o instrumento de medição do ângulo de fase de tensão deve ter exatidão melhor ou igual a 1°.

pico) - 15% máximo a 100 A.

- Tensão operacional: 600 V no máximo,
- Pilha alcalina de 9 V.

Figura 3.3 – Ponta de prova de corrente CA/CC 1146A de 100kHz/100A.



Figura 3.4 – Ponta de prova diferencial de alta tensão N2791A de 25 MHz.



Fonte: retirado do site do fabricante Agilent Technologies

A ponta de prova diferencial de alta tensão N2791A de 25 MHz ilustrada na Figura 3.4 apresenta as seguintes características técnicas:

- Largura de banda: 25 MHz.
- Atenuação escolhida pelo usuário: 10:1 ou 100:1.
- Usado para medir tensões diferenciais e de modo comum de até ± 700 V em modo 100:1.
- Funciona com 4 pilhas AA ou cabo USB conectado ao osciloscópio ou PC.

3.2 Emulador da Rede Elétrica

O emulador de rede elétrica utilizado nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 3.1 e ser capaz de variar a tensão e frequência em degraus, nos quais o valor final deve ser atingido em um período máximo de 16 ms. Além disso, o emulador da rede elétrica deve ser capaz de produzir deslocamento de fase da tensão de 90° e 180° .

O Analisador de Alimentação CA Agilent 6813B ilustrado na Figura 3.5 é um equipamento que emula as principais características da rede elétrica. Além disso, este

Tabela 3.1 – Requisitos do emulador da rede elétrica.

Itens	Especificação
Tensão (passo mínimo)	0,4 % da tensão de ensaio
THD de tensão	<2,5 %
Frequência (passo mínimo)	0,1 Hz
Erro de defasagem ^a	±1,5°
^a Somente em equipamentos trifásico	

emulador apresenta outras funcionalidades tais como multímetro, osciloscópio, analisador harmônico, gerador de forma de onda arbitrária e analisador de energia. Este equipamento também pode ser utilizado para gerar energia DC ou corrente alternada a partir de um desvio de corrente contínua. Está disponível um segundo analisador de alimentação opcional que pode ser usado de forma independente a partir da fonte ou para medições de nó duplo, tais como teste de eficiência de entrada/saída. As características gerais do equipamento são:

Características de saída (CA):

- Potência: 1750 VA
- 300 Vrms, 13 A
- Pico máximo de corrente: 80 A
- Frequência: 1000 Hz

Características de saída (CC):

- Potência: 1350 W
- 425 V, 10 A
- Pico máximo de corrente: 80 A
- Frequência: 1000 Hz

3.3 Emulador de Gerador Fotovoltaico

O simulador de gerador fotovoltaico, utilizado nos ensaios, deve ser capaz de simular as características de corrente x tensão e tempo de resposta de um gerador fotovoltaico, conforme especificado na Tabela 3.2 e não pode suprimir o ripple inserido pelo inversor do lado CC, quando ele utilizá-lo em seu algoritmo de SPMP.

Figura 3.5 – Analisador de Alimentação CA Agilent 6813B, 1750 VA, 300 V, 13 A.

Fonte: retirado do site do fabricante Agilent Technologies

Tabela 3.2 – Especificação do emulador de gerador fotovoltaico

Itens	Especificação
Potência de saída	Suficiente para fornecer a máxima potência de saída do inversor e outros níveis especificados pelas condições de ensaio.
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do emulador a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos 1 ms.
Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo SPMP do inversor, a potência de saída do emulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio.
Fator de forma	0,25 a 0,8

O Emulador de Painel Solar Agilent E4360A ilustrado na Figura 3.6 é uma fonte de alimentação CC com duas saídas, que simula a curva I-V de diferentes painéis sob várias condições ambientais. Esse emulador possui dois módulos com potência de 510 W. As características gerais do equipamento são:

- Alimentação do Emulador - 110 V/220 V(CA).
- Potência de saída por módulo - 510 W.
- Potência total de saída (dois módulos) - 510 W/1020 W.

Figura 3.6 – Emulador de Painel Solar Agilent E4360A.

Fonte: retirado do site do fabricante Agilent Technologies

3.4 Emulador de Carga Eletrônica

O Emulador de Carga Eletrônica da série 3091LD ilustrado na Figura ??é projetado para fornecer cargas precisamente controladas, para testar equipamentos de geração de energia como fontes de corrente alternada. Além disso, todos os dispositivos contábeis atuais ativos ou passivos, tais como interruptores, disjuntores, fusíveis, conectores e semicondutores de potência podem ser testados. O usuário pode variar corrente, fator de crista e fator de potência para assegurar que os produtos em teste são avaliados sob piores condições, semelhantes às encontradas em situações reais. A seguir as características desse equipamento:

- Potência de 3kW.
- Corrente de 30 A RMS.
- Tensão de 50 a 350 V.
- Máximo pico de corrente 90A.
- Máximo pico de Tensão 500 V.
- Frequência de 45 a 440 Hz.

Capítulo 4

Atividades Desenvolvidas

Ao longo do estágio foram desenvolvidas várias atividades, dentre estas pode-se destacar: elaboração do layout da bancada no AutoCAD, a elaboração de um driver de potência para acionamentos dos relés, dimensionamento dos condutores elétricos, eletroduto, relés e disjuntor. A seguir serão descritas as principais atividades desenvolvidas.

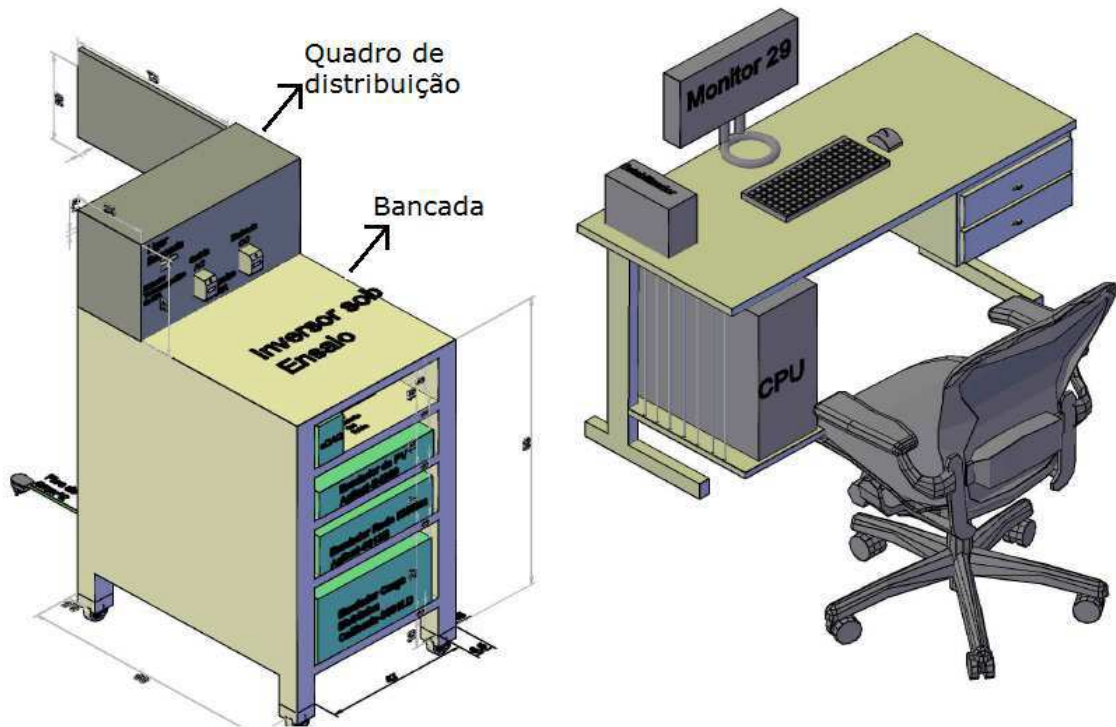
4.1 Layout da Bancada

A Bancada de Ensaio de Conformidade em Inversores Monofásicos Conectados em Sistemas Fotovoltaicos é uma estrutura metálica que foi projetada para acomodar não apenas os equipamentos necessários como também a passagem de fios e a placa de circuitos de controle dos relés para realização dos ensaios. O Emulador de Carga por ser o mais pesado (40 Kg) é colocado na primeira posição de baixo, em seguida, vem o Emulador da Rede Elétrica (36,4 Kg), o Emulador de Placa Fotovoltaica (18,6 Kg), o cDAQ e na parte superior da bancada é posto o inversor. Na Figura 4.1 ilustra uma visão geral do desenho da bancada desenvolvida no *AutoCAD 2013*. Em anexo, é disponibilizado várias vistas do layout da bancada.

A bancada apresenta as seguintes características:

- Dimensão: 60 cm de Largura, 89 cm de Altura e 83 cm de profundidade.
- As bandejas perfuradas suportam até 60 Kg.

Nas Figuras 4.2 e 4.3 ilustram as vistas frontal e posterior da bancada, respectivamente.

Figura 4.1 – Bancada de ensaio de conformidade em inversores.

Fonte do Autor

Nas Figuras 4.4 e 4.5 ilustram as vistas lateral direita e esquerda da bancada, respectivamente.

Na Figura 4.6 ilustra a vista superior da bancada

4.2 Dimensionamento da secção dos Condutores Elétricos e do Disjuntor

O dimensionamento do condutor é um procedimento para verificar a seção mínima mais adequada para passagem de corrente. O método Capacidade de Condução de Corrente tem por objetivo garantir temperaturas adequadas, quando submetidos aos efeitos térmicos produzidos pela circulação da corrente elétrica. Os fatores que devem ser considerados são:

- Tipo de isolamento e cobertura do condutor;
- Números de condutores efetivamente percorridos pela corrente;
- Maneira de instalar os condutores;

Figura 4.2 – Vista frontal da bancada de ensaio em inversores.

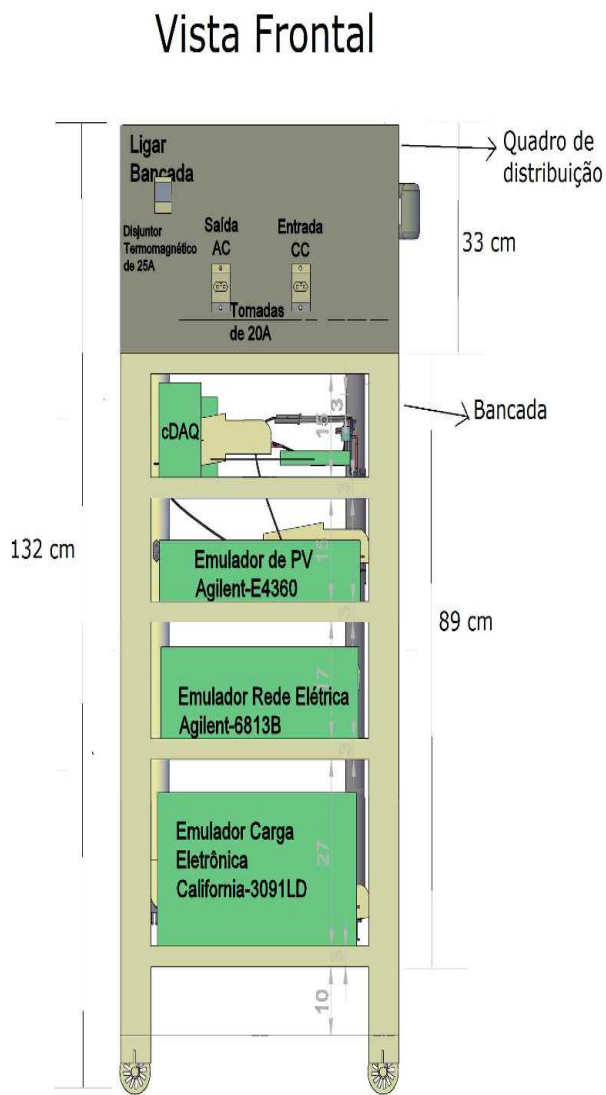
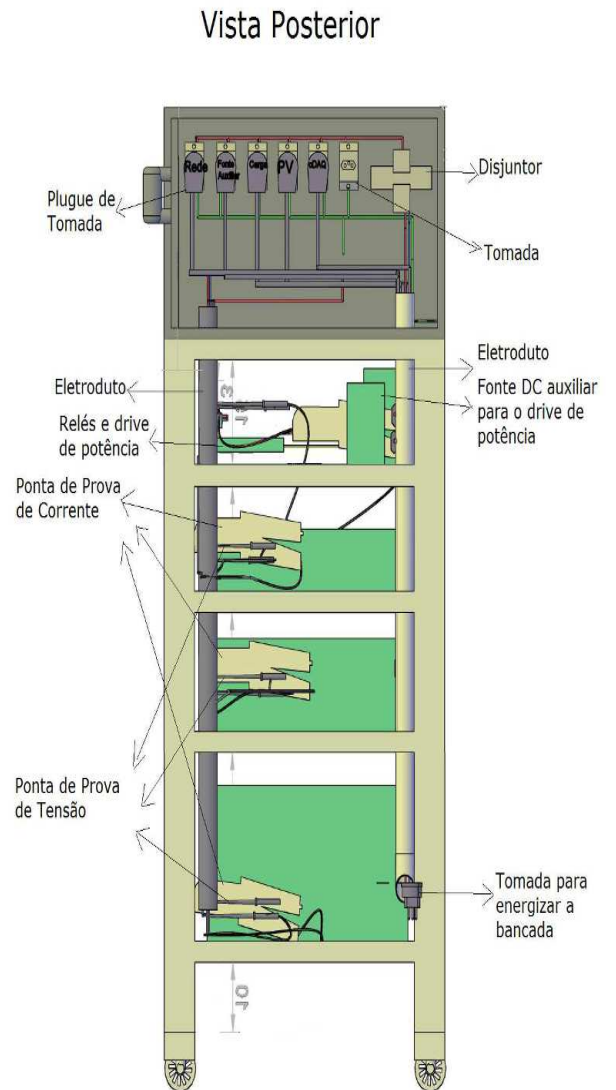


Figura 4.3 – Vista posterior da bancada de ensaio em inversores.



Fonte do Autor

Figura 4.4 – Vista lateral esquerda da bancada.

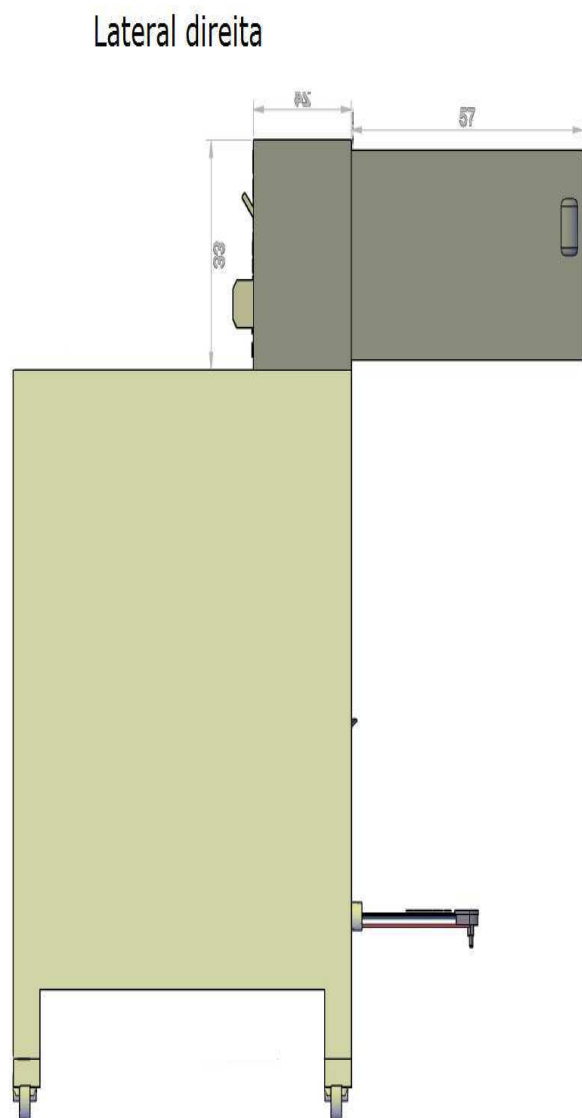
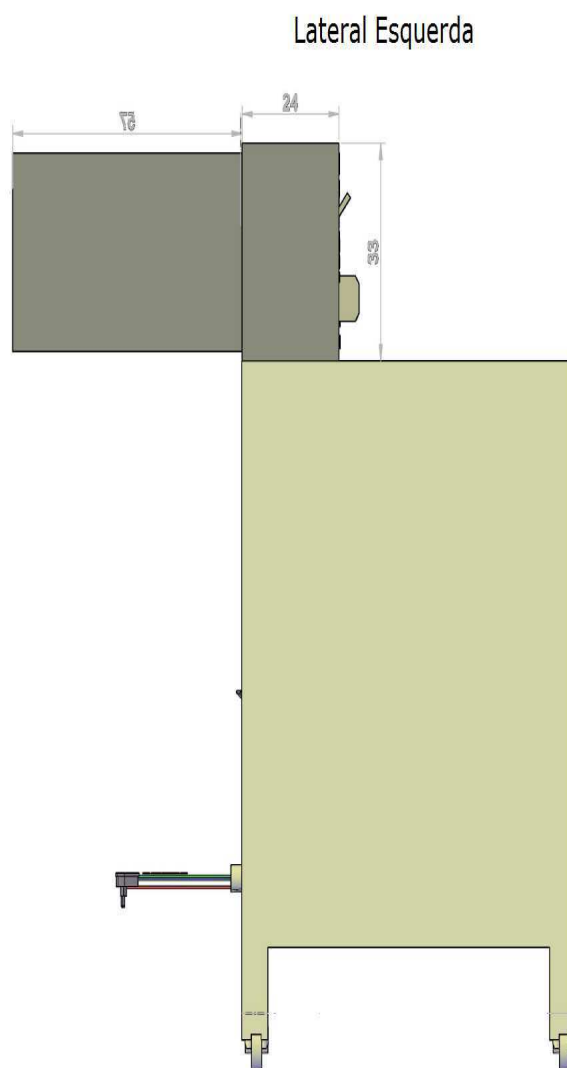
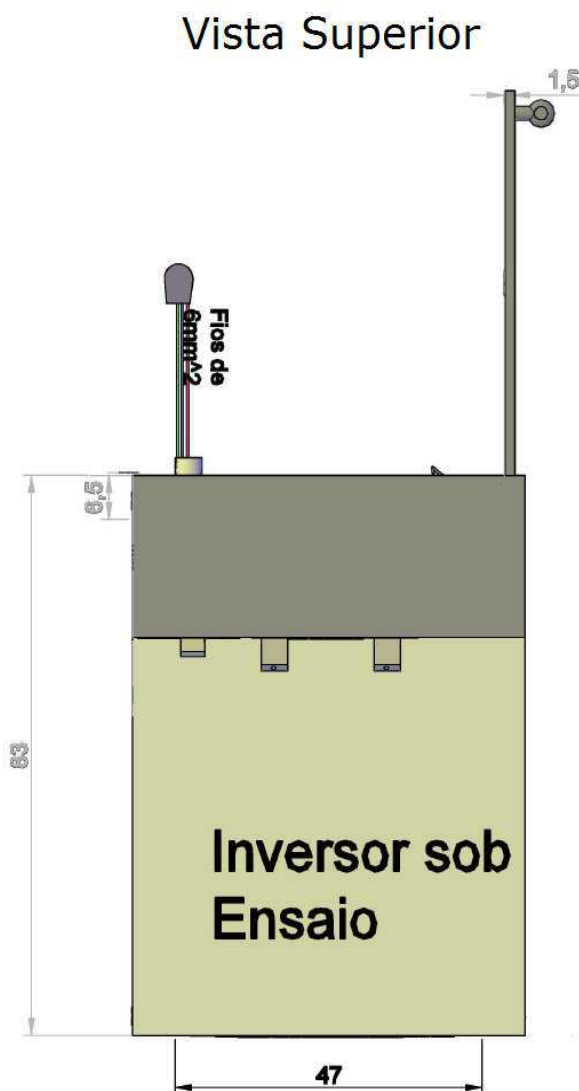


Figura 4.5 – Vista lateral direita da bancada.



Fonte do Autor

Figura 4.6 – Bancada de ensaio de conformidade em inversores.

Fonte do Autor

- Proximidade de outros condutores e cabos;
- Temperatura do ambiente ou do solo.

Então, o dimensionamento dos condutores por esse critério são

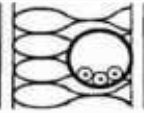
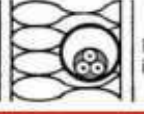
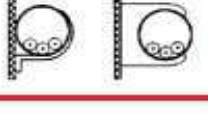
1. Etapa 1 - Escolha do tipo de condutor: condutores isolados de cobre com isolamento de PVC. Então, de acordo com a Tabela 4.1 tem-se os limites de temperatura.
2. Etapa 2 - Escolha de como será instalado o condutor: pela Tabela 4.2 da NBR 5410, os condutores elétricos da bancada serão instalados em eletroduto de PVC. O método de referência escolhido é B1.

Tabela 4.1 - Temperaturas características dos condutores.

Tipo de isolamento	Temperatura máxima para serviço contínuo (condutor) °C	Temperatura limite de sobrecarga (condutor) °C	Temperatura limite de curto-circuito (condutor) °C
Policloreto de vinila (PVC) até 300 mm ²	70	100	160
Policloreto de vinila (PVC) maior que 300 mm ²	70	100	140
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250

Fonte: Tabela 35 da NBR 5410:2004

Tabela 4.2 - Tipos de linhas elétricas

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência ¹⁾
1	 Face interna	Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A1
2	 Face interna	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1

Fonte: Tabela 33 da NBR 5410:2004

3. Etapa 3 - Determinação da Corrente Nominal do circuito ou Corrente de Projeto (I_p): a corrente de projeto é calculada com base na potência nominal de cada equipamento. Desta forma,

- Emulador de Rede Elétrica (Agilent-6813B) possui uma potência ativa nominal de 1350 W. Então, a corrente nominal encontrada na Equação 4.1 é 6,14 A, considerando a tensão da rede de 220 V.

$$I_N = \frac{P_N}{V \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta} = \frac{1350}{220} = 6,14A. \quad (4.1)$$

- O Emulador de Carga Eletrônica (California -3091LD) possui uma potência ativa de 3 kW. Então, a corrente nominal encontrada na Equação 4.2 é 13,64 A.

$$I_N = \frac{P_N}{V \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta} = \frac{3000}{220} = 13,64A. \quad (4.2)$$

- O Emulador de Painel Fotovoltaico (Agilent-E4360) possui uma potência ativa nominal de 1020 W. Então, a corrente nominal encontrada na Equação 4.4 é 4,64 A.

$$I_N = \frac{P_N}{V \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta} = \frac{1020}{220} = 4,64A. \quad (4.3)$$

- Fonte auxiliar de 30 W. Então, a corrente nominal encontrada na Equação 4.4 é 0,14 A.

$$I_N = \frac{P_N}{V \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta} = \frac{30}{220} = 0,14A. \quad (4.4)$$

A corrente de projeto (I_p) da bancada é a soma de todas as correntes nominais calculadas. Desta forma, $I_p = 24,56$ A. Além disso a potência nominal total instalada é 5400 W.

4. Etapa 4 - Verificação do número de Condutores/Circuitos Carregados instalados conjuntamente: cinco circuitos serão colocados no interior do eletroduto. Dentre eles, os circuitos de alimentação da bancada, alimentação dos emuladores (rede, carga e PV) e a fonte auxiliar.
5. Determinação da Corrente corrigida (I'_p): trata-se de um valor fictício da corrente do circuito, obtido pela aplicação dos Fatores de Correção de Temperatura - FCT e Fator de Correção de Agrupamento - FCA à corrente de projeto. Utilizando os dados da Tabela 4.3 é determinado a corrente de projeto corrigida pela Equação 4.5. Logo, $I'_p = 41A$.

$$I'_p = \frac{I_N}{FCA + FCT} = \frac{24,65}{0,6 + 0} = 41A. \quad (4.5)$$

6. Determinação da Bitola do Condutor: com o valor da corrente determinado na etapa anterior, recorre-se a Tabela 4.4 e procede-se à escolha da bitola do condutor compatível com essa corrente. A bitola do condutor de alimentação da bancada encontrada é $6mm^2$.

O dimensionamento dos condutores que estão interligando os emuladores, inversor e os driver de relés, seguem a mesma metodologia empregada no dimensionamento da bitola de alimentação da bancada. Entretanto, durante os ensaios de conformidade em

Tabela 4.3 - Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				38 e 39 (métodos E e F)
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: Tabela 42 da NBR 5410:2004

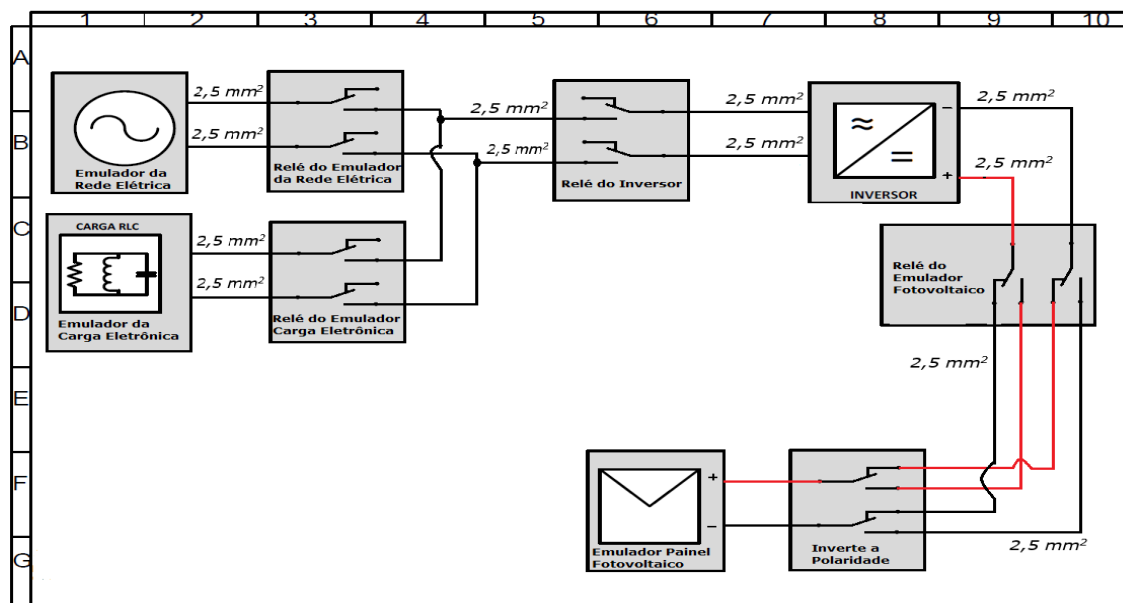
Tabela 4.4 - Métodos de instalação definidos na Tabela 4.2

Seções nominais mm ²	A1		A2		B1	
	Número de Condutores Carregados					
	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Cobre						
0,5	7	7	7	7	9	8
0,75	9	9	9	9	11	10
1	11	10	11	10	14	12
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21
4	26	24	25	23	32	28
6	34	31	32	29	41	36
10	46	42	43	39	57	50

Fonte: Tabela 36 da NBR 5410:2004

inversores não será utilizada a potência máxima dos Emuladores de Rede e Carga, pois a potência de ensaio nos inversores é limitada pela potência do Emulador de Painel Fotovoltaico (P = 1020 W), na qual a corrente máxima na saída dos dois módulos é 17,76 A. Com isso, a bitola dos fios é projetado para suportar essa corrente. Pela norma NBR 5410:2004, um cabo multipolar de cobre com isolamento de PVC e com secção de 2,5 mm² suporta uma corrente de até 24 A. Na Figura 4.7 é possível observar que as ligações entre os equipamentos e os relés são feitas mediante um cabo multipolar de 2,5 mm²,

Figura 4.7 – Diagrama ligações entre equipamentos e relés por um cabo de secção $2,5 \text{ mm}^2$.



Fonte do Autor

Condutor de proteção a terra (PE) deve ser ligado diretamente na haste de aterramento independente do condutor neutro. Deve também ser disponibilizado dentro da caixa de medição. O condutor de proteção deve ter as seguintes seções:

- Quando o condutor neutro apresentar seção de 6 a 10 mm^2 deve ser utilizada a mesma seção para o condutor de proteção;
- Quando o condutor neutro apresentar seção de 16 a 35 mm^2 , usar condutor de 16 mm^2 ;
- Quando o condutor neutro apresentar seção acima 35 mm^2 , usar a metade da seção do condutor utilizado.

Sabendo que a bitola dos fios de alimentação da bancada é 6 mm^2 , então do condutor de proteção a terra é também 6 mm^2 .

O disjuntor têm a função de interromper correntes de curto-circuito em curtíssimos intervalos de tempo, sendo esta uma das tarefas mais difíceis confiadas aos equipamentos instalados em sistemas de potência. Sendo assim, em relação ao disjuntor, deve-se usar uma margem 15, 20, 30 ou 50% da corrente nominal para dimensioná-lo. Quando a corrente é da ordem de 10 A usa-se uma margem grande, por exemplo, 30 ou 50% e para correntes muito grande, por exemplo, 50A, usa-se uma margem menor de 15 a

20% da corrente nominal. Segundo a norma da ABNT NBR 5410:2004, fios com bitola de $2,5\text{mm}^2$ suporta uma corrente de até 24 A para dois condutores unipolares. Sabendo que nem todos os equipamentos estará em pleno funcionamento na potência máxima durante os ensaio, um disjuntor termomagnético de 40 A é suficiente para ligar/desligar a bancada.

4.3 Dimensionamento do Eletroduto

São canalizações destinadas a colocação e à proteção dos condutores elétricos. De acordo com a NBR 5410 (1997), as dimensões internas dos eletrodutos e de suas conexões devem permitir que, após montagem da linha, os condutores possam ser instalados e retirados com facilidade. Para tanto, a área máxima a ser utilizada pelos condutores, aí incluído o isolamento, deve ser de:

- 53 % no caso de um condutor ($f = 0,53$);
- 31 % no caso de dois condutores($f = 0,31$);
- 40 % no caso de três ou mais condutores ($f = 0,40$).

O diâmetro interno do eletroduto pode determinado pela Equação 4.7

$$Di = \sqrt{\frac{4 \sum A_{cond}}{f \pi}} \quad (4.6)$$

onde $\sum A_{cond}$ = somas dos condutores internos que serão instalados.

Sendo assim, são 6 condutores com $2,5\text{ mm}^2$ (com $10,7\text{ mm}^2$ de área externa), 3 condutores de 6 mm^2 ($18,1\text{ mm}^2$) e 3 cabos de alimentação dos equipamentos com área de $147,14\text{ mm}^2$. Logo,

$$Di = \sqrt{\frac{4(6 \times 10,7 + 3 \times 18,1 + 3 \times 147,14)}{0,4 \pi}} = 42,28\text{mm}^2. \quad (4.7)$$

Pela Tabela 10.3, na página 293, do livro (CREDER, 2007), o eletroduto de PVC é 1 1/2'.

4.4 Dimensionamento do Driver de Relé

Os relés são chaves eletromagnéticas usadas para o acionamento de cargas de alta tensão e/ou alta corrente a partir de um circuito de baixa tensão, conforme as características do relé usado. O relé será utilizado na bancada para conectar/desconectar os emuladores e o inversor pelo comando via cDAQ. A partir de um sinal de controle do cDAQ, os relés são acionados. Tanto a fase como o neutro serão comutados pelos contatos do relé. Esse sinal de controle apresenta algumas limitações que devem ser seguidas: Nivel alto de tensão máximo ($V_{OH} = 5,25V$):

- Fornece 100 μA para uma tensão mínima de 4,7 V.
- Fornece 2 mA para uma tensão mínima de 4,3 V.

Nivel baixo de tensão (V_{OL}):

- Fornece 100 μA para uma tensão máxima de 0,1 V.
- Fornece 2 mA para uma tensão máxima de de 0,4 V.

A corrente que atravessa um relé depende de que forma sua bobina é constituída. O número de enrolamentos com o qual se constrói a bobina e a espessura do fio são o que determinam quanto de corrente percorrerá este relé. Quanto maior o número de enrolamentos de da bobina e mais fino for o fio, menor será a corrente consumida por ele, pois, assim, a resistência dele será maior, enquanto que se o enrolamento desta bobina for constituído de um fio mais espesso e de comprimento menor, a corrente consumida será maior devido à pequena resistência.

Os relés precisam de uma certa corrente para que possam ser acionados e, ao usarmos fontes fracas de sinal, precisamos de algum circuito que proporcione a corrente necessária. Com circuitos baseados em transistores, podemos injetar o sinal de controle na sua base para que possa ser amplificado de modo a acionar o relé. Dependendo do modelo do transistor, poderemos controlar o relé com baixa corrente, conforme o sinal de saída do circuito controlador. Porém, é necessário certificar-se qual a corrente máxima que ele pode suportar para que não se destrua este componente além do seu ganho. Para sinais de pequena intensidade podemos utilizar transistores de baixa potência que possuem um alto ganho de amplificação.

O relé é escolhido de acordo com as correntes máximas de operação de ensaio. A maior corrente que poderá circular no lado CC do inversor é 17,76 A fornecida pelo Emulador de PV. No lado CA do inversor, a corrente é menor e da ordem de 10 A ($1020 \text{ W} / 110 \text{ V} \simeq 10 \text{ A}$) quando submetido a operação de 20 % da potência máxima do inversor de 850 W. Então, o relé JQX-15F(T90) ilustrado na Figura 4.8 atende os requisitos mínimos.

Figura 4.8 – Relé JQX-15F(T90).



Fonte: retirado do site do fornecedor(www.cndongya.com)

Pelas informações fornecidas pelo *data sheet* do relé JQX-15F(T90), a corrente mínima para percorrer a bobina é determinada usando a equação da lei de Ohm. Sendo assim, para uma fonte de alimentação de 6 VDC e a maior resistência ôhmica da bobina de $49,5 \Omega$ ($45\Omega + 10\%$), tem-se uma corrente de 121,21 mA ($i_c = VDC/R = 121,21mA$). Entretanto, será utilizado dois relés simultaneamente, então a tensão da fonte auxiliar (12 VDC) deve ser o dobro da tensão considerada inicialmente (6 VDC) para manter a corrente mínima de alimentação dos relés.

O passo seguinte é utilizar um diodo de forma paralela a bobina do relé e em sentido inverso ao da corrente que alimenta o circuito, para que este possa consumir a corrente gerada pela bobina do relé quando este é desligado. Quando o desligamos, é gerada em sua bobina, por indução magnética, uma corrente inversa daquela que aciona o circuito e que pode queimá-lo. O diodo 1N4001 suporta correntes de até 1 A, um valor bastante alto comparado com a corrente que irá passar pelo seus terminais ($i_c = 121,21mA$).

O transistor BD 135 apresenta as seguintes características:

- Corrente no coletor máxima i_c de 1.5 A
- Corrente na base máxima i_b de de 500 mA.

- Ganho mínimo h_{fe} de 40 na região de saturação.
- A tensão V_{ce} máxima na saturação é 0,5 V.

O transistor BC 547 apresenta as seguintes características:

- Corrente no coletor máxima i_c de 100m A
- Ganho mínimo h_{fe} de 110 na região de saturação.
- A tensão V_{ce} máxima na saturação é 250 mV.

O driver de potência ilustrado na Figura 4.9 representa o circuito necessário para obter o controle dos relés pelo cDAQ, com base nas limitações dos níveis de tensão e corrente de saídas. Os valores dos resistores foram determinados seguindo os passos seguintes:

1. No *datasheet* do relé JQX-15F(T90), informa que para uma tensão de VCD de 6 V, a resistência dos enrolamentos da bobina do relé é $(45 \pm 10 \%)\Omega$. Então, na pior situação, a resistência da bobina seria $49,5 \Omega$ para uma tensão de alimentação de 6 V.
2. No drive de potência é necessário dois relés para chavear tanto a fase como o neutro. Colocando os relés em série, a resistência da bobina irá se multiplicar por 2, considerando os relés perfeitamente iguais. Então, para ter uma mesma corrente se fosse utilizado apenas um relé, duplica a tensão de alimentação de 6 V para 12 V. Assim, a queda de tensão continuará sendo 6 V em cada relé.
3. A corrente do coletor no transistor BC 135 denominado de i_{c1} é o obtido pela equação: $i_{c1} = \frac{V_{DC}}{R_s} = \frac{12}{49,5+49,5} = 121,15 \text{ mA}$.
4. A corrente de base no transistor BC 135 denominado de i_{b1} é obtido pela equação: $i_{b1} = \frac{i_{c1}}{B_{min}} = \frac{121,21 \text{ mA}}{40} = 3,03 \text{ mA}$.
5. A queda de tensão $V_{b1e1} = V_{b1} - V_{c1} = 0,7 \text{ V}$. Sendo $V_{e1} = 0$, temos que $V_{b1} = 0,7 \text{ A}$.
6. A tensão V_s do cDAQ mínima é $V_s = 4,3 \text{ V}$. Então, para ter uma corrente suficiente para polarizar e saturar o transistor BC 547, adotaremos um tensão de $V_{b2} = 2,4 \text{ V}$.

7. A queda de tensão $V_{b2e2} = V_{b2} - V_{c2} = 0,7 V$, onde $V_{b2} = 2,4 V$, assim $V_{e2} = 1,7 V$.

8. A resistência de base do transistor BD 135 é obtida pela Equação 4.8:

$$R_{b1} = \frac{V_{e2} - V_{b1}}{i_{b1}} = \frac{1,7 - 0,7}{3,03mA} = 330 \quad \Omega \quad \therefore \quad R_{b1} = 330 \quad \Omega. \quad (4.8)$$

9. A corrente do emissor do transistor BC 547 é obtida pela Equação 4.9:

$$i_{e2} = i_{b2} + i_{c2} = i_{b2} + B_{min}i_{b2} = i_{b2}(1 + B_{min}) \therefore i_{b2} = \frac{i_{e2}}{B_{min} + 1} = \frac{3,03mA}{110 + 1} = 27,3 \quad \mu A. \quad (4.9)$$

10. A corrente do coletor no transistor BC 547: $i_{c2} = B_{min}i_{b2} = 110.27,3\mu \therefore i_{c2} = 3,03 mA$.

11. A resistência de base do transistor BC 547 é obtida pela Equação 4.10:

$$R_{b2} = \frac{V_s - V_{b2}}{i_{b2}} = \frac{4,3 - 2,4}{27,3\mu A} = 69,59 \quad k\Omega \quad \therefore \quad R_{b2} = 68 \quad k\Omega \quad \text{comercial}. \quad (4.10)$$

12. A resistência do coletor do transistor BC 547 é obtida pela Equação 4.11:

$$R_{b2} = \frac{V_{DC}}{i_{c2}} = \frac{12}{3,03mA} = 3,96 \quad k\Omega \quad \therefore \quad R_{b2} = 3,9 \quad k\Omega \quad \text{comercial}. \quad (4.11)$$

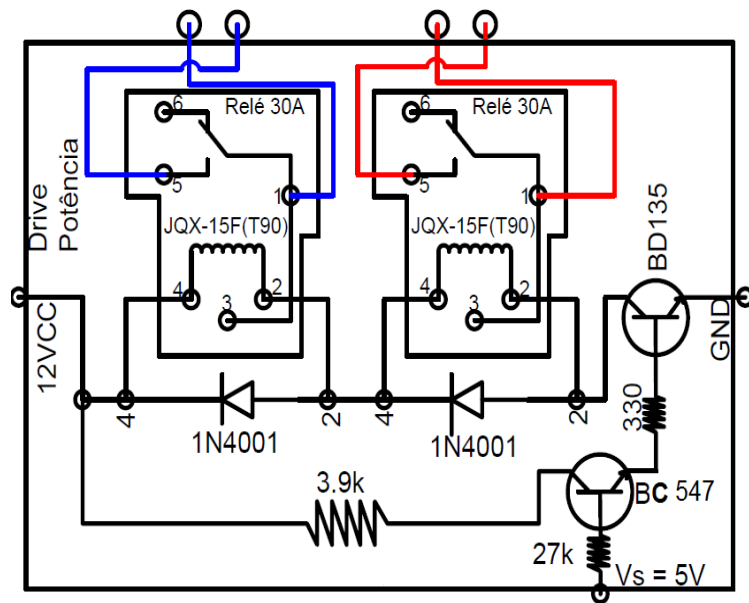
4.5 Diagrama Elétrico

O diagrama multifilar é a representação mais minuciosa de uma instalação elétrica, ele mostra todos os condutores e componentes. Mas, além disso ele tenta representar os componentes da instalação bem como os condutores em sua posição correta. Nas Figuras 4.10, 4.11 e 4.12 ilustra o diagrama elétrico multifilar da bancada de ensaio desenvolvido no AutoCAD.

Descrição dos elementos inseridos no diagrama elétrico da folha 1 da Figura 4.10:

- A1: plugue bipolar 2P+T 20A 220 V que será conectado na rede elétrica do laboratório.

Figura 4.9 – Driver de potência para o Relé JQX-15F(T90).



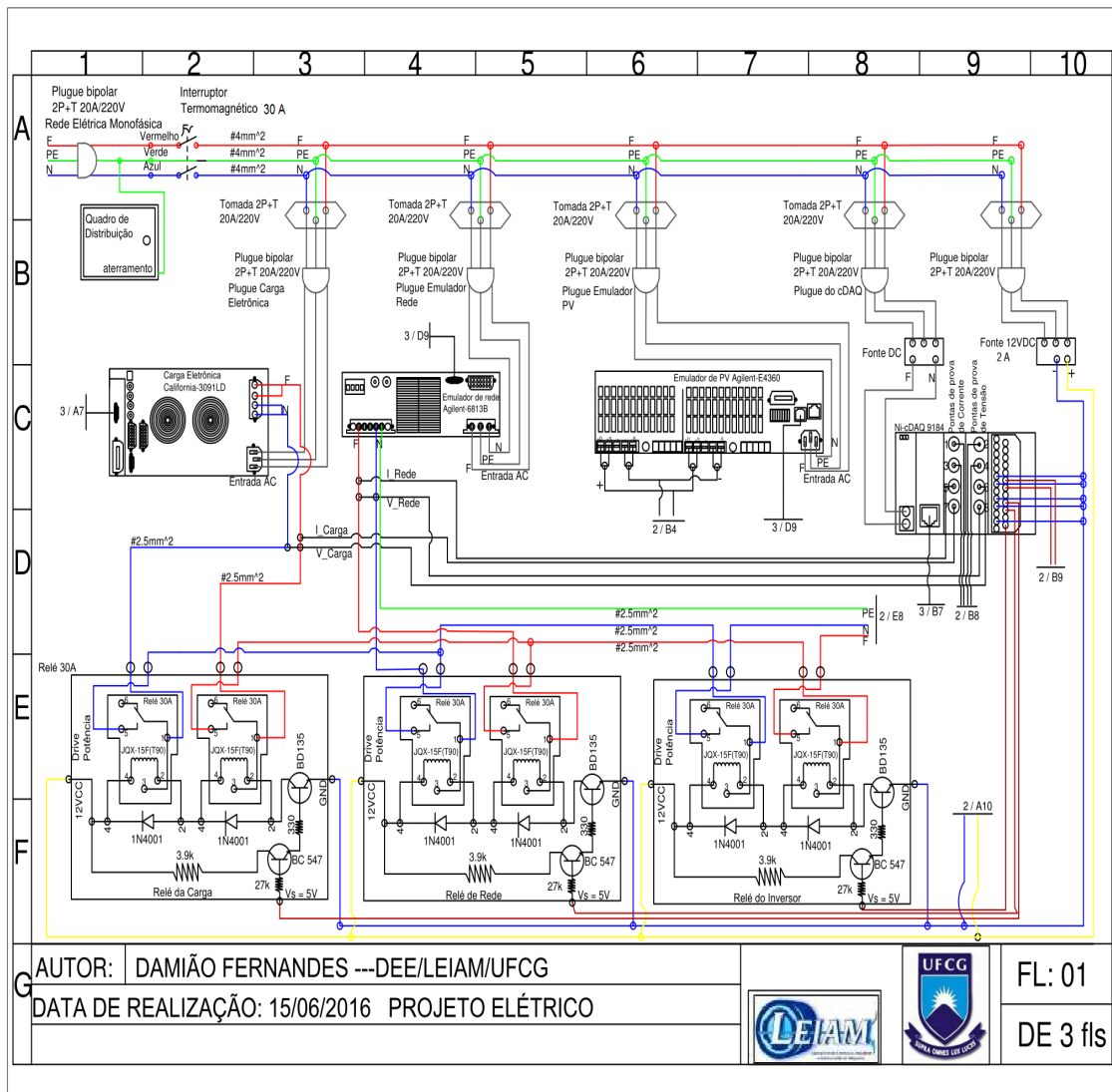
Fonte do Autor

- A2: Disjuntor termomagnético magnético de 30 A.
- A3 A4-A5, A6, A8 e A9: correspondem as tomadas 2P+T 20A/220V.
- B1: Quadro de distribuição da bancada.
- B3, B4-B5, B6, B8 e B9: são as tomadas bipolar 2P+T 20A/220V.
- B9: Fonte DC de alimentação do cDAQ.
- B10: Fonte auxiliar 12 VDC e 1A para alimentar os drives de potência.
- C2: Emulador de Carga Eletrônica.
- C4: Emulador de Rede Elétrica
- C6-C7: Emulador de Pannel Fotovoltaico.
- C9: cDAQ
- C4: Medição de corrente e tensão no emulador de rede
- D3: Medição de corrente e tensão no emulador de carga.
- EF2-EF3: corresponde ao driver de potência do relé da carga.
- EF4-EF5: corresponde ao driver de potência do relé da rede.
- EF7-EF8: corresponde ao driver de potência do relé do inversor.

Descrição dos elementos inseridos no diagrama elétrico da folha 2 da Figura 4.11:

- AB1-AB2: corresponde ao driver de potência do relé do inversor de polaridade.

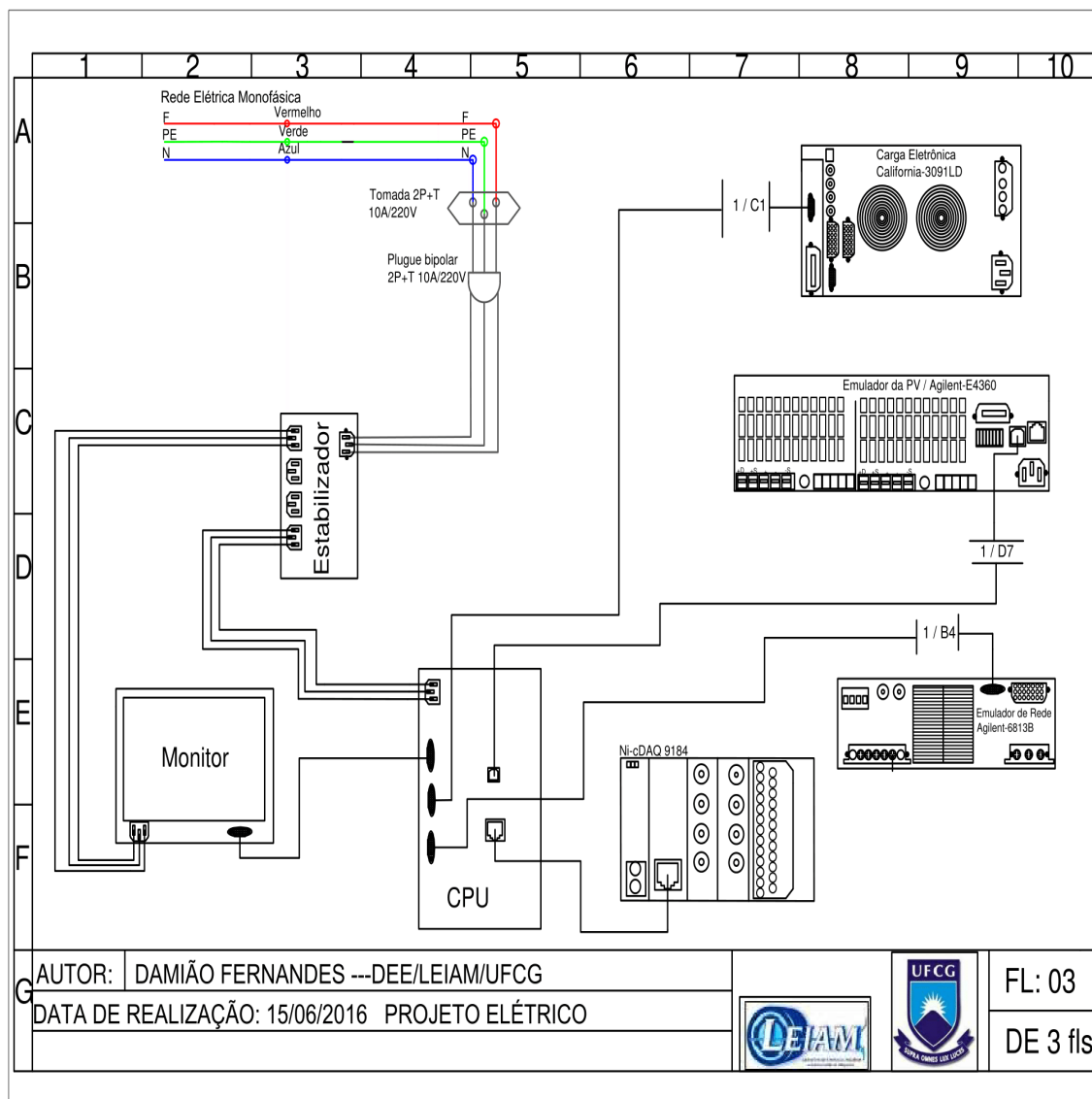
Figura 4.10 – Diagrama elétrico multifilar folha 1.



Fonte do Autor

- A4-A5: Emulador de Painel Fotovoltaico.
- A10: Fonte auxiliar 12 VDC e 1A para alimentar os drives de potência.
- A7-A8: cDAQ.
- A6-A7: descrição das saídas BNC do cDAQ nos pontos de medição.
- DE1-DE2: corresponde ao driver de potência do relé do emulador de painel fotovoltaico.
- D5: Medição da corrente no emulador de painel fotovoltaico.
- E5: Medição da tensão no emulador de painel fotovoltaico.
- E7: Medição da corrente no inversor.

Figura 4.12 – Diagrama elétrico multifilar folha 3.



Fonte do Autor

- C3: Estabilizador.
- E2: Monitor.
- EF4-EF5: CPU do computador.
- EF6-EF7: cDAQ.
- E8-E9: Emulador de rede elétrica.

Após concluídas os dimensionamentos e os diagramas elétricos, foi realizado um levantamento dos materiais necessários que devem compor a bancada para que a mesma possa realizar os ensaios. Essa lista encontra-se no Anexo A.

4.6 Procedimentos de Ensaios

As normas dos procedimentos para ensaios dos inversores CC/CA para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram definidas nos requerimentos mínimos a serem exigidos destes equipamentos. Estes requerimentos e procedimentos estão indicados a seguir:

1. Cintilação.
2. Injeção de componente contínua.
3. Harmônicos e distorção de forma de onda.
4. Fator de potência.
5. Injeção/demanda de potência reativa.
6. Sobre/sub tensão.
7. Sobre/sub frequência.
8. Controle da potência ativa em sobrefrequência.
9. Reconexão.
10. Religamento automático fora de fase.
11. Modulação de potência ativa.
12. Modulação de potência reativa.
13. Desconexão do sistema fotovoltaico da rede.
14. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede.
15. Proteção contra inversão de polaridade.
16. Sobrecarga.
17. Anti-ilhamento.

Para a realização dos ensaios de 1 a 14 são utilizados as normas ABNT NBR 16149:2013 e ABNT NBR 16150:2013. Entretanto, para realizar o ensaio de Cintilação é necessários conteúdo das IEC 61000-3-3 (para sistemas com corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (para sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75 A) e IEC 61000-3-5 (para sistemas com corrente superior a 75 A). Para a realização dos ensaios 15 e 16 deve-se usar os procedimentos na portaria nº357 de 01 de agosto de 2014. E por último para a realização do ensaio 17 deve ser utilizada a norma ABNT NBR IEC 62116:2012. Então, por não ter a disponibilidade e algumas normas, os procedimentos de ensaios de cintilação e Anti-ilhamento não foram realizados.

Os procedimentos de realização dos ensaios encontra-se no Anexo B. Estes procedimentos foram descritos em arquivos .pdf para cada ensaio individualmente e assim poder ser acoplado na interface do LabVIEW.

Capítulo 5

Considerações Finais

O controle de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico que está injetando corrente na rede elétrica é importante considerando o momento de expansão do mercado. Os ensaios na bancada pretendem verificar e avaliar o comportamento e resposta dos inversores em diferentes condições de operacionalidade. Os inversores de distintos modelos e fabricantes são ensaiado e classificados de acordo com seu desempenho. O comportamento elétrico dos inversores pode variar de acordo com o fabricante e o intervalo de tensão em que o inversor pode operar. Enquanto alguns inversores apresentam seu melhor desempenho em tensões menores, outros inversores operam mais adequadamente em tensões maiores.

Para o projeto da bancada ficar finalizada ainda é necessários realizar algumas tarefas:

- Comprar os materiais necessários descritos no Anexo A.
- Confeccionar o circuito do drive de potência para o acionamento dos relés.
- Montar a bancada propriamente dita.
- Colocar os emuladores nos compartimentos e realizar as ligações elétricas.
- Montar o quadro de distribuição com os materiais projetados (fios, tomadas, disjuntor).
- Realizar os testes em inversores.

Capítulo 6

Anexos

6.1 Anexo A - Lista de Materiais

Na tabela a seguir, encontra-se um lista de materiais necessários para compor a bancada de ensaio em inversores. Além disso, a tabela fornece outras informações relevantes tais como: descrição do produto, fabricante, fornecedor, quantidade do produto, preço unitário e o preço total.

Item	Nome	Descrição	Fabricante	Fornecedor	Quantidade	Custo Unitário (R\$)	Custo (R\$)
1	ELETRODUTO	ELETRODUTO PVC 1.1/2" x 3M	AMANCO	NOÇÕES MATERIAL ELÉTRICO HIDRAÚLICO E FERRAGENS	1	R\$ 8,80	R\$ 8,80
2	FIO VERMELHO	CABO EXTINFLAN FLEX 750 V 2,5MM VM	BRASFIO	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	7	R\$ 0,90	R\$ 6,30
3	FIO AZUL	CABO EXTINFLAN FLEX 750 V 2,5MM AZ	BRASFIO	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	7	R\$ 0,90	R\$ 6,30
4	FIO VERDE	CABO EXTINFLAN FLEX 750 V 2,5MM VD	BRASFIO	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	3	R\$ 0,90	R\$ 2,70
5	FIO VERMELHO	CABO EXTINFLAN FLEX 750 V 6MM VM	BRASFIO	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	3	R\$ 2,30	R\$ 6,90
6	FIO AZUL	CABO EXTINFLAN FLEX 750 V 6MM AZ	BRASFIO	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	3	R\$ 2,30	R\$ 6,90

7	FIO VERDE	CABO EXTINFLAN FLEX 750 V 6MM VD	BRASFIO	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	3	R\$ 2,30	R\$ 6,90
8	TOMADA SISTEMA X	TOMADA 2P+T 20A SOBREPLUS PLUZIE	PLUZIE MATERIAIS ELÉTRICOS	ELETROLUZ COMERCIO MATERIAIS ELÉTRICOS LTDA	8	R\$ 4,90	R\$ 39,20
9	PLUGUE DE TOMADA	PINO MACHO GIGANTE 2P+T CZA 20 A	PLUZIE MATERIAIS ELÉTRICOS	ELETROLUZ COMERCIO MATERIAIS ELÉTRICOS LTDA	6	R\$ 4,50	R\$ 27,00
10	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO BIPOLAR 30 A	DISJUNTOR BIPOLAR 30 A STECK	STECK INDÚSTRIA ELÉTRICA LTDA	ELETRONOR ENG. E COM.LTDA	1	R\$ 17,00	R\$ 17,00
11	TRILHO DE ALUMÍNIO PARA DISJUNTOR	TRILHO ACO P/ MONTAGEM 1MT LUKMA	LUKMA ELETRIC	NOÇÕES MATERIAL ELÉTRICO HIDRAÚLICO E FERRAGENS	1	R\$ 7,50	R\$ 7,50
12	CRIMPER ISOLADO	TERMINAL PRE ISOLADO TIPO PINO 1,5-2,5 AZUL	CRIMPER	ELETROLUZ COMERCIO MATERIAIS ELÉTRICOS LTDA	2	R\$ 0,15	R\$ 0,30
13	DIODO	DIODO 1N4001	TEMIC SEMICONDUCTORS	ELETROSOM	10	R\$ 0,10	R\$ 1,00
14	RESISTOR	RESISTOR 330 Ω 1/8 w	DENKTHERM	ELETRÔNICA NORDESTE	5	R\$ 0,20	R\$ 1,00
15	RESISTOR	RESISTOR 3,9 KΩ 1/8 w	DENKTHERM	ELETRÔNICA NORDESTE	5	R\$ 0,20	R\$ 1,00
16	RESISTOR	RESISTOR 68 KΩ 1/8 w	DENKTHERM	ELETRÔNICA NORDESTE	5	R\$ 0,20	R\$ 1,00
17	TRANSISTOR	TRANSISTOR TBJ BD135	STMICROELECTRONICS	SOLDAFRIA	5	R\$ 0,74	R\$ 3,70
18	TRANSISTOR	TRANSISTOR TBJ BC 547	STMICROELECTRONICS	ELETRÔNICA NORDESTE	5	R\$ 0,25	R\$ 1,25
19	RELÉ 30 A	RELÉ JQX-15F(T90)	QIANJI RELAY	MERCADO LIVRE	10	R\$ 7,00	R\$ 70,00
20	BORNE 12 PINOS	BORNE BR1102V 30 A E 3 PINOS (PACOTE 10 PEÇAS)	METALTEX	ELETROLICO	1	R\$ 17,40	R\$ 17,40
21	CABO DB 25 PINOS MACHO E FÊMEA	CABO SERIAL DB25 PINOS MACHO/CONECTOR SERIAL 25 PINOS FÊMEA	LÁBRAMO CENTRONICS	ATERA INFORMÁTICA	1	R\$ 60,00	R\$ 60,00
22	CONECTOR DB 25 PINOS FÊMEA	CONECTOR DB25 FÊMEA 90 GRAUS SOLDA PLACA	-	ELETRODEX ELETRÔNICA	1	R\$ 1,58	R\$ 1,58
23	CONVERTOR RS232 PARA USB	CONVERSOR SERIAL RS232 USB - AZUL	-	EXTRA	2	R\$ 22,80	R\$ 45,60

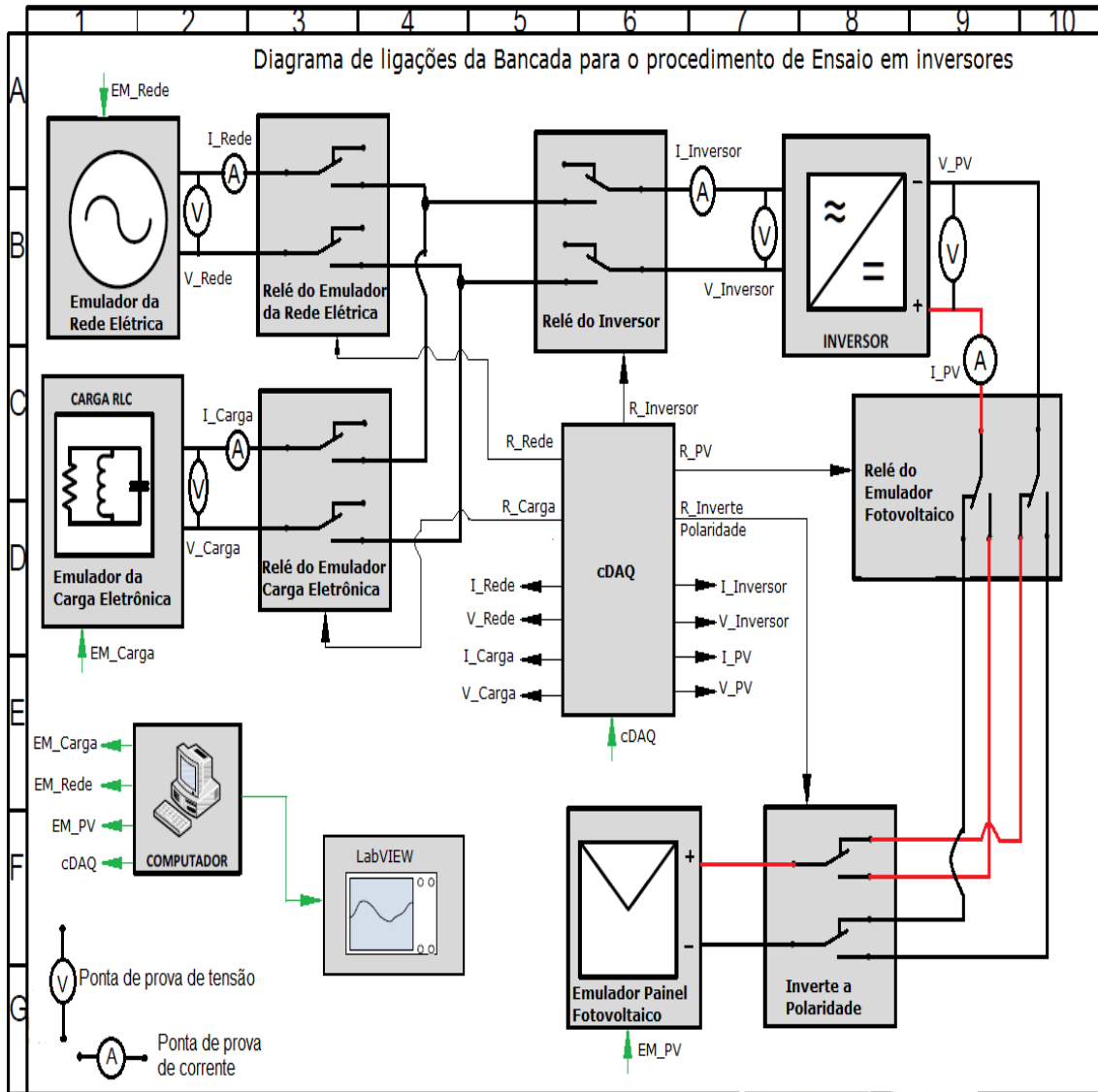
24	FONTE 12 VDC 1A	FONTE CHAVEADA DC 12V 1A	-	SOLDAFRIA	1	R\$ 17,80	R\$ 17,80
25	CONECTOR JACK SMD P/ PLUGUE P4	CONECTOR JACK SMD DC-050 2,5MM 4T	-	PROESI COMPONENTES ELETRÔNICOS	2	R\$ 0,73	R\$ 1,46
26	PONTA DE PROVA DE CORRENTE	PONTA DE PROVA DE CORRENTE CA/CC AGILENT 1146A DE 100KHZ/100A	AGILENT TECHNOLOGIES	KEYSIGHT TECHNOLOGIES	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
27	PONTA DE PROVA DE TENSÃO	N2791A PONTA DE PROVA DIFERENCIAL DE ALTA TENSÃO N2791A DE 25 MHZ	AGILENT TECHNOLOGIES	KEYSIGHT TECHNOLOGIES	4	R\$ 0,00	R\$ 0,00
28	EMULADOR DE REDE	AGILENT 6813B /ANALISADOR DE ALIMENTAÇÃO CA, 1750 VA, 300 V, 13 A	AGILENT TECHNOLOGIES	KEYSIGHT TECHNOLOGIES	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
29	EMULADOR DA PLACA FOTOVOLTAICA	AGILENT E4360A MODULAR SOLAR ARRAY SIMULATOR MAINFRAME, 1200W	AGILENT TECHNOLOGIES	KEYSIGHT TECHNOLOGIES	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
30	EMULADOR DE CARGA	CALIFORNIA INSTRUMENTS 3091LD MULTI-MODE AC ELECTRONIC LOAD	CALIFORNIA INSTRUMENTS	AMETEK PROGRAMMABLE POWER	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
31	QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO	QUADROS DE COMANDO STEELBOX DE SOBREPOR SS606020	STECK INDÚSTRIA ELÉTRICA LTDA	STECK INDÚSTRIA ELÉTRICA LTDA	1	R\$ 0,00	R\$ 0,00
						SOMA 1	R\$ 358,59
32	RACK 19	ESTRUTURA BASICA EM AÇO 19U (H1000) L600 P900 C/PERFIS 19	ELLAN	ELLAN	1	R\$ 3.542,00	R\$ 3.542,00

33	COMPUTADOR DE MESA	COMPUTADOR NTC COM INTEL CORE I5-4460, 4GB, HD 1TB, DVD, ASUS, FONTE 350W, LINUX - 8032 AS	NTC COMPUTADORES	KABUM	1	R\$ 1.949,90	R\$ 1.949,90
34	MONITOR LG 25"	MONITOR LG LED 25' CLASS 21:9 ULTRA WIDE IPS LED GAMING DIGITAL - 25UM57-P	LG	KABUM	1	R\$ 799,90	R\$ 799,90
35	ESTABILIZADOR	ESTABILIZADOR TS SHARA ELETRÔNICO POWEREST 1000 BIVOLT 9007	TS SHARA	KABUM	1	R\$ 129,90	R\$ 129,90
36	TECLADO E MOUSE	TECLADO E MOUSE MICROSOFT USB WIRED DESKTOP 400 PRETO 5MH-00007	MICROSOFT	KABUM	1	R\$ 89,90	R\$ 89,90
37	MESA PARA COMPUTADOR	MESA PARA COMPUTADOR PIXEL 1 PRATELEIRA CAPUCCINO - ARTELY	-	AMERICANAS	1	R\$ 104,99	R\$ 104,99
38						SOMA2	R\$ 3.074,59
39						R\$ 0,00	R\$ 0,00
40						R\$ 0,00	R\$ 0,00
						TOTAL	R\$ 6.975,18

6.2 Anexo B - Procedimentos de realização de ensaios

Os procedimentos de realização de ensaios em inversores foram separados por cada um dos 15 ensaios para serem inseridos na interface do LabVIEW. A Figura 6.1 corresponde ao diagrama de ligações comum a todos os ensaios

Figura 6.1 – Diagrama ligações para realização dos ensaios



6.2.1 Teste 2 - Injeção de Componente Contínua

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Injeção de Componente C.C.	Este teste verifica se o inversor está injetando corrente contínua na rede elétrica da concessionária que pode saturar os transformadores levando-os ao aquecimento, ao deterioramento do isolamento e outros efeitos adversos.	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se os valores de tempo de desconexão medidos devido à injeção de componente contínua não excederem os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149.</p> <p>Nesta norma informa que o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a injeção de componente c.c. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do INVERSOR.</p> <p>O sistema fotovoltaico com transformador com separação galvânica de 60 Hz não precisa ter proteções adicionais para atender a este requisito.</p>
Configuração do Teste		
<p>É de inteira responsabilidade do fabricante do INVERSOR fornecer uma forma de deslocar a corrente de saída (produzir uma injeção de componente contínua)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 33 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários (pode-se configurar manualmente ou pelo computador). 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio (pode-se configurar manualmente ou pelo computador). 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 6) Deslocar a corrente de saída, de forma que a componente contínua seja superior a 0,5 % da corrente nominal do INVERSOR. 7) Medir e registrar o tempo decorrido até a desconexão (contado a partir da aplicação do deslocamento de corrente). OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir o tempo decorrido até a desconexão. 8) Repetir do passo 2) ao 6) com o emulador de gerador fotovoltaico configurado para o INVERSOR fornecer 66 % de sua potência nominal. 9) Repetir do passo 2) ao 6) com o emulador de gerador fotovoltaico configurado para o INVERSOR fornecer 100 % de sua potência nominal. <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.2 Teste 3 - Harmônicos e distorção da forma de onda

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste																		
Título	Descrição	Resultado esperado																
Harmônicos e distorção de forma de onda.	É conveniente que a energia injetada pelo sistema fotovoltaico tenha baixos níveis de distorção harmônica de corrente para garantir que nenhum efeito adverso ocorra em outro equipamento conectado à rede. Níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem do tipo das características da rede de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e procedimentos para rede	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se os valores de THDi medidos não excederem os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149. Nesta norma informa que a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1, abaixo.</p> <p>Tabela 1 – Limite de distorção harmônica de corrente.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Harmônicas ímpares</th> <th>Limite de distorção</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3° a 9°</td> <td>< 4,0 %</td> </tr> <tr> <td>11° a 15°</td> <td>< 2,0 %</td> </tr> <tr> <td>17° a 21°</td> <td>< 1,5 %</td> </tr> <tr> <td>23° a 33°</td> <td>< 0,6 %</td> </tr> <tr> <th>Harmônicas pares</th> <th>Limite de distorção</th> </tr> <tr> <td>2° a 8°</td> <td>< 1,0 %</td> </tr> <tr> <td>10° a 32°</td> <td>< 0,5 %</td> </tr> </tbody> </table>	Harmônicas ímpares	Limite de distorção	3° a 9°	< 4,0 %	11° a 15°	< 2,0 %	17° a 21°	< 1,5 %	23° a 33°	< 0,6 %	Harmônicas pares	Limite de distorção	2° a 8°	< 1,0 %	10° a 32°	< 0,5 %
Harmônicas ímpares	Limite de distorção																	
3° a 9°	< 4,0 %																	
11° a 15°	< 2,0 %																	
17° a 21°	< 1,5 %																	
23° a 33°	< 0,6 %																	
Harmônicas pares	Limite de distorção																	
2° a 8°	< 1,0 %																	
10° a 32°	< 0,5 %																	
Configuração do Teste																		
<ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Identificar as potências de entrada do INVERSOR equivalentes a 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal de saída, necessitando, dessa forma, simular seis diferentes curvas de um gerador fotovoltaico. 3) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico com a menor tensão da faixa de operação do SPMP e para que o INVERSOR forneça um dos seis níveis de carregamento identificados no passo 2). O fator de forma é arbitrário. 4) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 5) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 6) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 7) Medir e registrar o valor da THDi. OBS: no monitor do computador é possível visualizar os espectros de frequências dos sinais de onda de tensão e corrente no LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se calcular a THDi de cada harmônica pela equação a seguir: $THDi \% = \frac{I_n}{I_1} \times 100,$ Onde, I_1 é o valor eficaz da corrente na frequência fundamental e I_n é o valor eficaz da corrente na frequência de ordem n. Além disso, deve-se calcular a distorção harmônica total – THD pela equação a seguir: $THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{33} I_n^2}}{I_1}$ 8) Repetir do passo 3) ao 6) para cada um dos outros cinco níveis de carregamento do INVERSOR definidos no passo 2). <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>																		

6.2.3 Teste 4 - Fator de Potência fixo

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Fator de potência 1) Fator de potência fixo	<p>Em circuitos de corrente alternada c.a puramente resistivos, os sinais das ondas de tensão e corrente estão em fase, ou seja, os sinais mudam de polaridade ao mesmo tempo que passa pelo zero. Quando cargas reativas estão presentes no circuito, tais como indutores e capacitores, ocorre um armazenamento de energia nos enrolamentos do indutor e nas placas do capacitor na forma de campo magnético e elétrico, respectivamente. Esta energia armazenada provoca uma defasagem no sinal da tensão ou na corrente, dependendo do tipo de carga. Uma vez que essa energia armazenada retorna para a fonte e não produz trabalho útil, um circuito com baixo fator de potência terá correntes elétricas maiores para realizar o mesmo trabalho do que um circuito com alto fator de potência.</p> <p>Quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência nas próximas subseções.</p> <p>Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao fator de potência predefinido.</p> <p>Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 s. O inversor deve sair de fábrica com fator de potência igual a 1..</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 0,025$.</p>
Configuração do Teste		
Sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW.		
<ol style="list-style-type: none"> 1) Configurar o INVERSOR para operar com fator de potência capacitivo mínimo definido na ABNT NBR 16149. Nesta norma, o fator de potência mínimo é de 0,98 capacitivo. 2) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 3) Identificar as potências de entrada do INVERSOR equivalentes a 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal de saída, necessitando, dessa forma, simular seis diferentes curvas de um gerador fotovoltaico. 4) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico com a menor tensão da faixa de operação do SPMP e para que o INVERSOR forneça um dos seis níveis de carregamento identificados no passo 3). O fator de forma e a tensão são arbitrários. 5) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 6) Fechar os contatos do "inversor de polaridade" localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 7) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 8) Medir e registrar o valor do fator de potência. OBS: no monitor do computador é possível visualizar os espectros de frequências dos sinais de onda de tensão e corrente no LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se calcular o fator de potência pela equação a seguir: $FP = \frac{\cos(\varphi_1)}{\sqrt{1 + THD^2}}$ <p>Onde $\cos(\varphi_1)$ é o fator de potência da fundamental; THD é distorção harmônica total que pode ser obtida da seguinte forma</p> $THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{33} I_n^2}}{I_1}$ <p>Onde, I_1 é o valor eficaz da corrente na frequência fundamental e I_n é o valor eficaz da corrente na frequência de ordem n.</p> 9) Repetir do passo 4) ao 7) para cada um dos outros cinco níveis de carregamento do INVERSOR definidos no passo 3). 10) Repetir do passo 1) ao 8), porém com o INVERSOR configurado para operar com fator de potência indutivo mínimo definido na ABNT NBR 16149. Nesta norma, o fator de potência mínimo é de 0,98 indutivo. 11) Repetir do passo 1) ao 8), porém com o INVERSOR configurado para operar com fator de potência unitário. 		

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Fator de potência 2) Fator de potência com curva do FP	<p>Quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência nas próximas subseções.</p> <p>Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao fator de potência predefinido.</p> <p>Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingindo em, no máximo, 10 s. O inversor deve sair de fábrica com fator de potência igual a 1.</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados (curva FP) estiver dentro da tolerância de $\pm 0,025$.</p>
Configuração do Teste		
Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW.		
<p>1) Configurar o INVERSOR para operar com fator de potência segundo a curva do FP em função da potência ativa de saída do sistema fotovoltaico, estabelecido na ABNT NBR 16149. Nesta norma diz: FP igual 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 2 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.</p>		
		<p>Dependendo da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, o operador da rede pode fornecer uma curva diferente, que deve ser implementada nos inversores por meio de ajuste dos pontos A, B, e C da Figura 2</p> <p>A curva da Figura 2 só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, valor ajustável entre 100 % e 110 % da tensão nominal da rede, com valor padrão em 104 % ajustado em fábrica.</p> <p>A curva-padrão só deve ser desabilitada quando a rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, valor ajustável entre 90 % e 100 % da tensão nominal da rede, com valor padrão em 100 % ajustado em fábrica.</p>
<p>Figura 2- Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.</p>		
<p>2) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1.</p> <p>3) Identificar as potências de entrada do INVERSOR equivalentes a 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal de saída, necessitando, dessa forma, simular seis diferentes curvas de um gerador fotovoltaico.</p> <p>4) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico com a menor tensão da faixa de operação do SPMP e para que o INVERSOR forneça um dos seis níveis de carregamento identificados no passo 3). O fator de forma e a tensão são arbitrários.</p> <p>5) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio.</p> <p>6) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8”, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar.</p> <p>7) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min.</p> <p>8) Medir e registrar o valor do fator de potência.</p>		

6.2.4 Teste 5 - Injeção/demanda de potência reativa

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

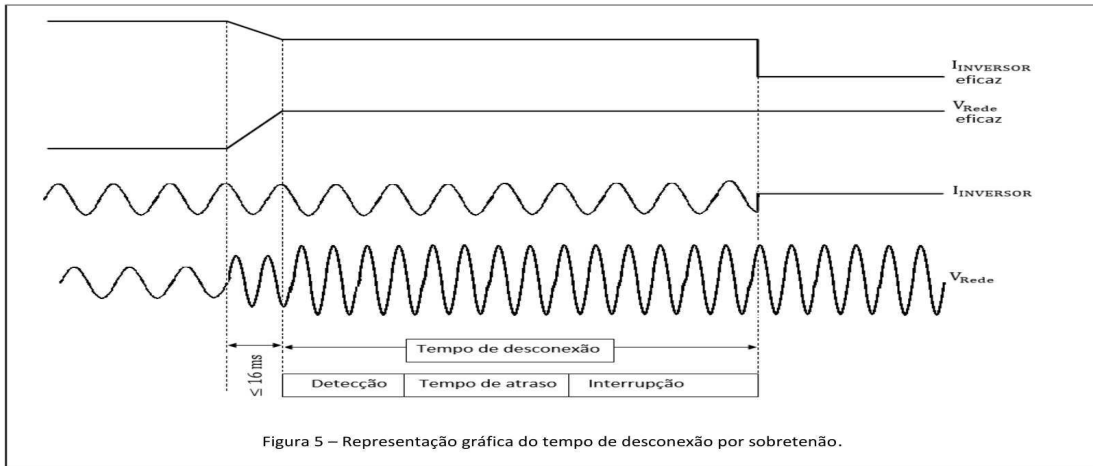
Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Injeção/demanda de potência reativa	<p>Quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência nas próximas subseções.</p> <p>Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao fator de potência predefinido.</p> <p>Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 s. O inversor deve sair de fábrica com fator de potência igual a 1.</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência reativa medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do INVERSOR.</p>
Configuração do Teste		
Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6 kW.		
1) Configurar o INVERSOR para fornecer potência reativa igual a 43,58 % da potência ativa de ensaio (operação capacitiva).		
		<p>Figura 3- Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.</p> <p>Figura 2- Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.</p>
<p>O sistema fotovoltaico pode operar com duas possibilidades: (i) FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 2 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; ou (ii) controle de potência reativa (VAr), conforme a Figura 3.</p>		
<p>2) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1.</p>		
<p>3) Identificar as potências de entrada do INVERSOR equivalentes a 10 %, 20 %, 30 %, 50 %, 75 % e 100 % da potência nominal de saída, necessitando, dessa forma, simular seis diferentes curvas de um gerador fotovoltaico.</p>		
<p>4) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico com a menor tensão da faixa de operação do SPMP e para que o INVERSOR forneça um dos seis níveis de carregamento identificados no passo 3). O fator de forma e a tensão são arbitrários.</p>		
<p>5) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio.</p>		
<p>6) Fechar os contatos do "inversor de polaridade" localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar.</p>		
<p>7) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min.</p>		
<p>8) Medir e registrar o valor da potência reativa na saída do INVERSOR.</p>		
<p>OBS: no monitor do computador é possível visualizar os espectros de frequências dos sinais de onda de tensão e corrente no LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo.</p>		
<p>9) Repetir do passo 4) ao 7) para cada um dos outros cinco níveis de carregamento do INVERSOR definidos no passo 3).</p>		
<p>10) Repetir do passo 1) ao 8), porém com o INVERSOR configurado para demandar potência reativa igual a 43,58 % da potência ativa de ensaio (operação indutiva).</p>		
<p>11) Repetir do passo 1) ao 8), porém com o INVERSOR configurado para fornecer apenas potência ativa (operação resistiva).</p>		
<p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.5 Teste 6 e 9 - Sobre/sub tensão e Reconexão

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste											
Título	Descrição										
Sobre/sub tensão e Reconexão	<p>As variações de tensão e de frequência e a desconexão completa do sistema fotovoltaico conectado a uma rede elétrica, as quais representam um potencial para a formação de um ilhamento de geração distribuída, são condições anormais de operação que podem surgir nessa rede e requerem uma resposta do sistema fotovoltaico, de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos, tanto ao sistema fotovoltaico como aos equipamentos conectados à rede.</p> <p>Quando a tensão da rede sai da faixa de operação especificada na Tabela, o Sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede. Isto se aplica a qualquer sistema, seja ele mono ou polifásico. Todas as menções a respeito a respeito da tensão do sistema referem-se à tensão nominal da rede local.</p> <p>O propósito de um tempo de atraso permitido é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o sistema cesse o fornecimento de energia para a rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias. A unidade não pode deixar de fornecer energia à rede se a tensão voltar para a faixa de operação contínua dentro do tempo de desligamento especificado.</p> <p>NOTA: Recomenda-se que a queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto comum de conexão seja levada em consideração.</p>										
Configuração do Teste											
<p>1. Variação de tensão</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. A tensão deve ser medida o mais próximo possível dos terminais do INVERSOR. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da potência c.a nominal. O fator de forma e a tensão são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a 108 % da tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 											
Resultado esperado											
<p>1.1 Medição da tensão de desconexão por sobretensão</p> <ol style="list-style-type: none"> 6) Elevar a tensão do emulador de rede, em passos de até 0,4 % da tensão nominal de ensaio, até que o INVERSOR cesse de fornecer corrente à rede, conforme mostrada na Figura 4. 7) Medir e registrar o valor de tensão eficaz que provocou a desconexão. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir a tensão eficaz que provocou a desconexão. 8) Reduzir a tensão do emulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o INVERSOR volte a injetar corrente na rede. <p>Reconexão</p> <ol style="list-style-type: none"> 9) Imediatamente após restabelecer as condições nominais de tensão/frequência, medir e registrar o tempo decorrido até a desconexão. 	<p>Critério de aceitação para sobretensão: O INVERSOR é considerado em conformidade se a tensão de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de + 2 % da tensão nominal de ensaio. Os limites desta norma estão descritos na Tabela 2, abaixo:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão</th> </tr> <tr> <th>Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)</th> <th>Tempo máximo de desligamento*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$V < 80\%$</td> <td>0,4 s</td> </tr> <tr> <td>$80\% \leq V \leq 110\%$</td> <td>Regime normal de operação</td> </tr> <tr> <td>$110\% \leq$</td> <td>0,2 s</td> </tr> </tbody> </table> <p>a. O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar fornecimento de energia para rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.</p> <p>Critério de aceitação para reconexão: Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.</p>	Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão		Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento*	$V < 80\%$	0,4 s	$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação	$110\% \leq$	0,2 s
Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão											
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento*										
$V < 80\%$	0,4 s										
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação										
$110\% \leq$	0,2 s										
<p>Figura 4 – Procedimento de variação de rede para medição da tensão de desconexão por sobretensão.</p>											

Configuração do Teste	Resultado esperado								
<p>1.2 Medição do tempo de desconexão por sobretensão</p> <p>5) Elevar a tensão do emulador de rede para um valor de 2 V abaixo da tensão que provocou a desconexão.</p> <p>6) Elevar a tensão do emulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor superior ao que provocou a desconexão do INVERSOR.</p> <p>7) Medir e registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do INVERSOR.</p> <p>8) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. A Figura 5 ilustra o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do momento em que a tensão atinge o valor final do degrau até o momento em que a corrente injetada na rede é interrompida.</p> <p>9) Reduzir a tensão do emulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o INVERSOR reconecte.</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de + 2 % da tensão nominal de ensaio. Os limites desta norma estão descritos na Tabela 2, abaixo:</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)</th> <th style="text-align: center;">Tempo máximo de desligamento^a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">$V < 80\%$</td> <td style="text-align: center;">0,4 s</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$80\% \leq V \leq 110\%$</td> <td style="text-align: center;">Regime normal de operação</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">$110\% \leq$</td> <td style="text-align: center;">0,2 s</td> </tr> </tbody> </table> <p>a. O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar fornecimento de energia para rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.</p>	Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ^a	$V < 80\%$	0,4 s	$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação	$110\% \leq$	0,2 s
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ^a								
$V < 80\%$	0,4 s								
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação								
$110\% \leq$	0,2 s								



Configuração do Teste	Resultado esperado								
<p>1.3 Medição da tensão de desconexão por subtensão</p> <p>5) Configurar o emulador de rede para operar 88 % da tensão nominal de ensaio.</p> <p>6) Reduzir a tensão do emulador de rede, em passos de até 0,4 % da tensão nominal de ensaio, até que o INVERTOR cesse de fornecer corrente à rede, conforme mostrada na Figura 6.</p> <p>7) Medir e registrar o valor de tensão eficaz que provocou a desconexão.</p> <p>8) Elevar a tensão do emulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o INVERTOR volte a injetar corrente na rede.</p> <p>Reconexão</p> <p>10) Imediatamente após restabelecer as condições nominais de tensão/frequência, medir e registrar o tempo decorrido até a desconexão</p>	<p>Critério de aceitação para subtensão: O INVERTOR é considerado em conformidade se a tensão de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio. Os limites desta norma estão descritos na Tabela 2, abaixo:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <caption>Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão</caption> <thead> <tr> <th>Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)</th> <th>Tempo máximo de desligamento^a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$V < 80\%$</td> <td>0,4 s</td> </tr> <tr> <td>$80\% \leq V \leq 110\%$</td> <td>Regime normal de operação</td> </tr> <tr> <td>$110\% \leq$</td> <td>0,2 s</td> </tr> </tbody> </table> <p>a. O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar fornecimento de energia para rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.</p> <p>Critério de aceitação para reconexão: Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.</p>	Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ^a	$V < 80\%$	0,4 s	$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação	$110\% \leq$	0,2 s
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ^a								
$V < 80\%$	0,4 s								
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação								
$110\% \leq$	0,2 s								

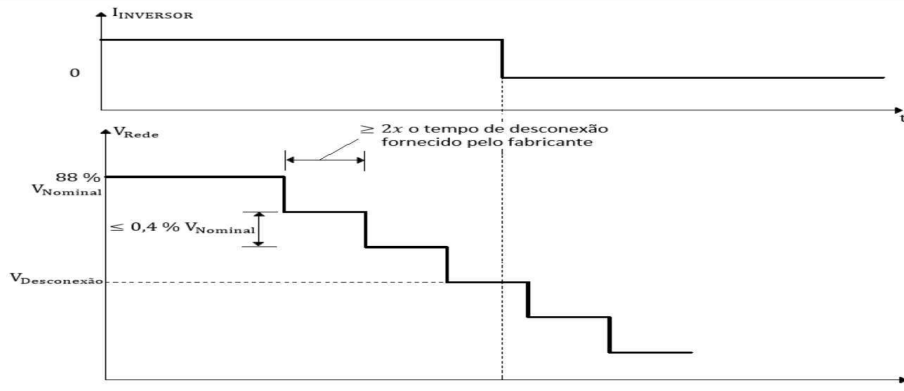
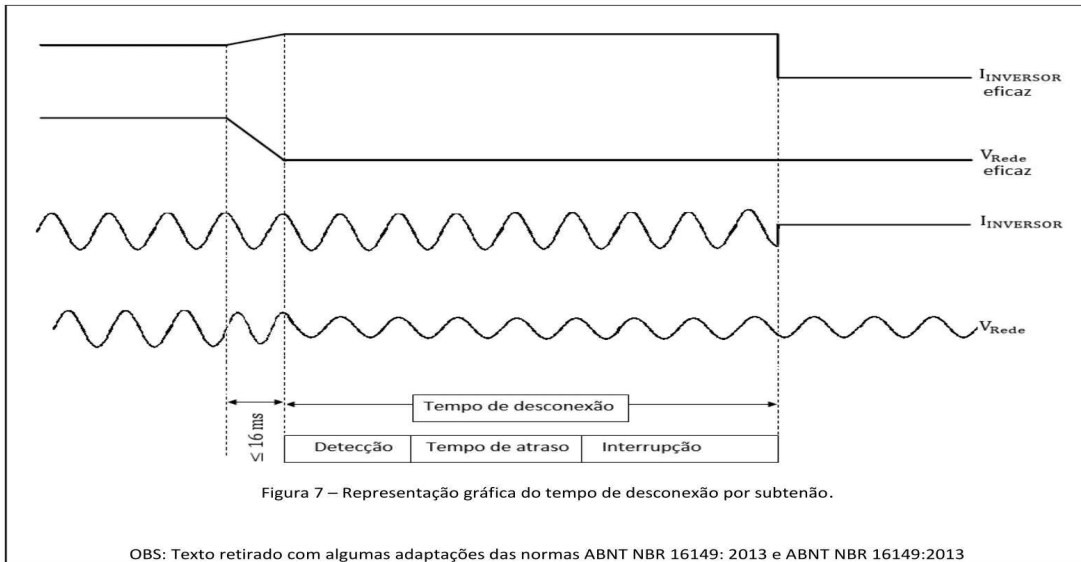


Figura 6 – Procedimento de variação de rede para medição da tensão de desconexão por subtensão

Configuração do Teste	Resultado esperado								
<p>1.4 Medição do tempo de desconexão por subtensão</p> <p>5) Reduzir a tensão do emulador de rede para um valor 10 % acima da tensão que provocou a desconexão.</p> <p>6) Reduzir a tensão do emulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor inferior ao que provocou a desconexão do INVERTOR.</p> <p>7) Medir e registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do INVERTOR.</p> <p>8) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. A Figura 7 ilustra o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do momento em que a tensão atinge o valor final do degrau até o momento em que a corrente injetada na rede é interrompida.</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERTOR é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio. Os limites desta norma estão descritos na Tabela 2, abaixo:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <caption>Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão</caption> <thead> <tr> <th>Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)</th> <th>Tempo máximo de desligamento^a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$V < 80\%$</td> <td>0,4 s</td> </tr> <tr> <td>$80\% \leq V \leq 110\%$</td> <td>Regime normal de operação</td> </tr> <tr> <td>$110\% \leq$</td> <td>0,2 s</td> </tr> </tbody> </table> <p>a. O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar fornecimento de energia para rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.</p>	Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ^a	$V < 80\%$	0,4 s	$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação	$110\% \leq$	0,2 s
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ^a								
$V < 80\%$	0,4 s								
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação								
$110\% \leq$	0,2 s								



6.2.6 Teste 7 e 9 - Sobre/sub frequência e Reconexão

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste	
Título	Descrição
Sobre/sub frequência e Reconexão	As variações de tensão e de frequência e a desconexão completa do sistema fotovoltaico conectado a uma rede elétrica, as quais representam um potencial para a formação de um ilhamento de geração distribuída, são condições anormais de operação que podem surgir nessa rede e requerem uma resposta do sistema fotovoltaico, de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos, tanto ao sistema fotovoltaico como aos equipamentos conectados à rede.
Configuração do Teste	
<p>1. Variação de frequência</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da potência c.a nominal. O fator de forma e a tensão são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e na tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8”, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 	
Configuração do Teste	Resultado esperado
<p>1.1 Medição da frequência de desconexão por sobrefrequência</p> <ol style="list-style-type: none"> 6) Elevar a frequência do emulador de rede, em passos de até 0,1 Hz, até que o INVERSOR cesse de fornecer corrente à rede, conforme mostrada na Figura 8. 7) Medir e registrar a frequência que provocou a desconexão. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir a frequência que provocou a desconexão. 8) Reduzir a frequência do emulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o INVERSOR reconecte. <p>Reconexão</p> <ol style="list-style-type: none"> 9) Imediatamente após restabelecer as condições nominais de tensão/frequência, medir e registrar o tempo decorrido até a desconexão 	<p>Critério de aceitação para sobrefrequência:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se a frequência de desconexão por sobrefrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz. Segundo esta norma, quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de P_M por minuto.</p> <p>Critério de aceitação para reconexão:</p> <p>Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.</p>
<p>Figura 8 – Procedimento de variação de rede para medição da frequência de desconexão por sobrefrequência.</p>	

Configuração do Teste	Resultado esperado
<p>1.2 Medição do tempo de desconexão por sobrefrequência</p> <p>5) Elevar a frequência do emulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor superior ao que provocou a desconexão do INVERSOR.</p> <p>6) Medir e registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do INVERSOR.</p> <p>7) Com os valores de frequência e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. A Figura 9 ilustra o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do momento em que a frequência atinge o valor final do degrau até o momento em que a corrente injetada na rede é interrompida.</p> <p>8) Reduzir a frequência do emulador de rede para a tensão nominal de ensaio e esperar que o INVERSOR reconecte.</p>	<p>Critério de aceitação:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobrefrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$. Segundo esta norma, quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.</p>
<p>Figura 9 – Representação gráfica do tempo de desconexão por sobrefrequência.</p>	

Configuração do Teste	Resultado esperado
<p>1.3 Medição da frequência de desconexão por subfrequência</p> <p>5) Configurar o emulador de rede para operar a 58 Hz.</p> <p>6) Reduzir a frequência do emulador de rede, em passos de até 0,1 Hz, até que o INVERTOR cesse de fornecer corrente à rede, conforme mostrada na Figura 10.</p> <p>7) Medir e registrar o valor de frequência eficaz que provocou a desconexão.</p> <p>8) Elevar a frequência do emulador de rede para o valor nominal e esperar que o INVERTOR reconecte.</p> <p>Reconexão</p> <p>10) Imediatamente após restabelecer as condições nominais de tensão/frequência, medir e registrar o tempo decorrido até a desconexão.</p>	<p>Critério de aceitação subfrequência: O INVERTOR é considerado em conformidade se a frequência de desconexão por subfrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz. Segundo esta norma, quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão.</p> <p>Critério de aceitação para reconexão: Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.</p>
<p>Figura 10 – Procedimento de variação de rede para medição da tensão de desconexão por subfrequência</p>	

Configuração do Teste	Resultado esperado
<p>1.4 Medição do tempo de desconexão por subfrequência</p> <p>5) Reduzir a frequência do emulador de rede, aplicando um único degrau, para um valor inferior ao que provocou a desconexão do INVERSOR.</p> <p>6) Medir e registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do INVERSOR.</p> <p>7) Com os valores de frequência e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. A Figura 11 ilustra o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do momento em que a frequência atinge o valor final do degrau até o momento em que a corrente injetada na rede é interrompida.</p>	<p>Critério de aceitação:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$. Segundo esta norma, quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.</p>
<p>O gráfico ilustra a resposta do sistema a uma queda de frequência. A trilha superior mostra a corrente eficaz do inversor, que permanece constante até o momento da interrupção. A segunda trilha mostra a frequência da rede, que sofre um degrau para baixo. A terceira trilha mostra a corrente AC injetada pelo inversor, que cessa imediatamente após o tempo de interrupção. A quarta trilha mostra a tensão da rede, que permanece constante. O tempo de desconexão é dividido em Detecção (16 ms), Tempo de atraso e Interrupção.</p>	
<p>Figura 11 – Representação gráfica do tempo de desconexão por subfrequência,</p> <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>	

6.2.7 Teste 8 - Controle da potência ativa em sobrefrequência

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste	
Título	Descrição
Controle da potência ativa em sobrefrequência	Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação: $\Delta P = V_{rede} \cdot (f_{NOMINAL} - 0,5) \cdot XR$ Onde ΔP é a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz (P_{60}); V_{rede} é a frequência da rede; $f_{NOMINAL}$ é a frequência nominal da rede; R é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em -40 %/Hz. A resolução da redução de frequência deve ser $\leq 0,01$ Hz.
Configuração do Teste	Resultado esperado
1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e na tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do "inversor de polaridade" localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos na saída c.a. do INVERSOR na Figura 1 e posição B7. A partir desses sinais pode-se medir a frequência e a potência de saída do INVERSOR multiplicando os sinais de tensão e corrente. 6) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR. 7) Elevar a frequência da rede para 60,2 Hz (P_2). 8) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR. 9) Elevar a frequência da rede para 60,5 Hz (P_3). 10) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR. 11) Elevar a frequência da rede para 61 Hz (P_4). 12) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR. 13) Elevar a frequência da rede para 61,5 Hz (P_5). 14) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR. 15) Elevar a frequência da rede para 61,9 Hz (P_6). 16) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR. 17) Reduzir a frequência da rede para 60,2 Hz (P_7). 18) Medir e registrar a frequência e a potência de saída do INVERSOR a cada 30 s por um período de 300s. 19) Reduzir a frequência da rede para 60 Hz (P_8). 20) Medir e registrar a potência de saída do INVERSOR a cada 30 s (começando no momento em que a frequência voltou para 60 Hz) até que a potência de saída do INVERSOR retorne para o valor medido no passo 5). A Figura 12 ilustra os pontos de medição do passo 5) ao 18). 21) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 50 % da sua potência c.a. nominal e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. 22) Repetir do passo 5) ao 19).	Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se satisfazer as seguintes exigências: a) A diferença entre os valores de potência ativa medidos e os valores esperados está dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do INVERSOR b) O tempo necessário para o inversor começar a aumentar a potência ativa injetada, após a redução da frequência da rede, é maior ou igual o limite estabelecido na ABNT NBR 16149. Segundo esta norma, o sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa 60 Hz \pm 0,05 Hz, por mínimo 300 s. c) O gradiente de elevação da potência ativa injetada é inferior ao limite estabelecido na ABNT NBR 16149. Segundo esta norma, o gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de P_{60} por minuto.

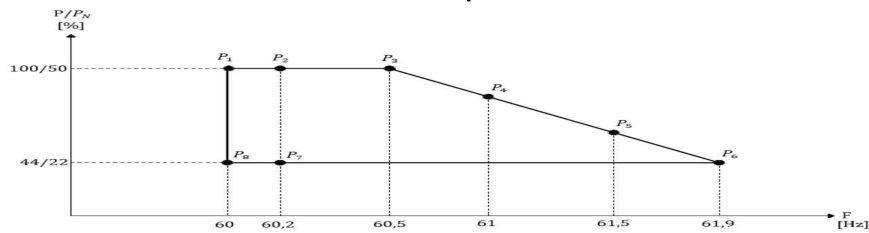


Figura 12 – Representação gráfica do controle da potência ativa em sobrefrequência.

OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013

6.2.8 Teste 10 - Religamento automático fora de fase

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Religamento automático fora de fase.	O sistema fotovoltaico deve ser capaz de suportar religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase).	Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se a corrente de saída estiver dentro dos parâmetros normais de funcionamento.
Configuração do Teste		
<ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 6) Deixar o sistema operar por pelo menos 5 min ou o tempo necessário para estabilizar a temperatura interna do INVERSOR. OBS: na interface do labVIEW existe uma representação gráfica indicando a temperatura no INVERSOR. 7) Aplicar um deslocamento no ângulo de fase da tensão igual a 90° e esperar o tempo de reconexão, caso o INVERSOR desconecte-se. 8) Medir e registrar a corrente de saída do INVERSOR. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir a corrente de saída do INVERSOR após um deslocamento no ângulo de fase. 9) Aplicar um deslocamento no ângulo de fase da tensão igual a 180°. 10) Medir e registrar a corrente de saída do INVERSOR. <p>NOTA Pode ser que as proteções do INVERSOR atuem após a aplicação do deslocamento do ângulo de fase e que seja necessária a troca de fusíveis.</p> <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.9 Teste 11 - Modulação de potência ativa

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Modulação de potência ativa.	<p>O sistema fotovoltaico deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando. Estes sinais devem permitir:</p> <ol style="list-style-type: none"> O controle de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico; A desconexão do sistema fotovoltaico da rede. <p>Na ausência de um protocolo definido para os comandos de controle externos, os fabricantes têm liberdade para escolhê-lo.</p> <p>Após a definição de um protocolo de comunicação padrão através de resolução normativa, os sistemas fotovoltaicos instalados após o prazo estabelecido em resolução normativa devem atender aos requisitos estabelecidos</p> <p>O sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de limitar a potência ativa injetada na rede por meio de telecomandos.</p> <p>Os valores de ajuste enviados por telecomando são expressos em porcentagem da potência nominal do sistema, em passos de amplitude de 10 %. Se o sistema estiver com um nível de potência ativa inferior ao requerido, então não pode reduzir ainda mais sua potência ativa de saída.</p> <p>A potência ativa limitada pelo comando externo deve ser atingida no máximo dentro de 1 min após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5$ % da potência nominal do sistema, respeitando as limitações da potência de entrada do sistema fotovoltaico.</p>	<p>Critério de aceitação:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5$ % da potência nominal do INVERSOR.</p>
Configuração do Teste		
<p>A limitação de potência ativa injetada na rede, por meio de sinal de corrente externo, deve ser ensaiada conforme as especificações de recepção e processamento de sinal fornecidas pelo fabricante do INVERSOR. É de inteira responsabilidade do fabricante do INVERSOR fornecer uma forma de envio, recepção e processamento do sinal de controle externo, para realização de ensaio.</p>		
<ol style="list-style-type: none"> Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. Fechar os contatos do "inversor de polaridade" localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. Após 1 min de operação, enviar um comando externo para o INVERSOR reduzir 10 % da potência ativa de saída. Esperar 1 min, medir e registrar a potência ativa de saída do INVERSOR. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir a potência ativa de saída multiplicando-se os valores eficazes dos sinais de tensão e corrente pelo cosseno da diferença de fase entre eles. Repetir do passo 5) ao 6) 8 vezes 		
<p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.10 Teste 12 - Modulação de potência reativa

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Modulação de potência reativa.	<p>O sistema fotovoltaico deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando. Estes sinais devem permitir:</p> <ol style="list-style-type: none"> O controle de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico; A desconexão do sistema fotovoltaico da rede. <p>Na ausência de um protocolo definido para os comandos de controle externos, os fabricantes têm liberdade para escolhê-lo.</p> <p>Após a definição de um protocolo de comunicação padrão através de resolução normativa, os sistemas fotovoltaicos instalados após o prazo estabelecido em resolução normativa devem atender aos requisitos estabelecidos.</p> <p>O sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de regular a potência reativa injetada/demandada por meio de telecomandos, dentro dos limites estabelecidos no ensaio de “Injeção/demanda de potência reativa”:</p> <ol style="list-style-type: none"> FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 2 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; ou Controle de potência reativa (VAr), conforme a Figura 3. <p>A potência reativa exigida pelo telecomando deve ser atingida no máximo dentro de 10 s após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema.</p>	<p>Critério de aceitação:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do INVERSOR.</p>
Configuração do Teste		
<p>O comando de potência reativa por meio de sinal controle externo deve ser ensaiada conforme as especificações de recepção e processamento de sinal fornecidas pelo fabricante do INVERSOR. É de inteira responsabilidade do fabricante do INVERSOR fornecer uma forma de envio, recepção e processamento do sinal de controle externo, para realização de ensaio.</p> <ol style="list-style-type: none"> Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 50 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. Após 1 min de operação, enviar um comando externo para o INVERSOR operar com potência reativa indutiva igual a 0,4358 (para INVERSOR com potência superior a 6 kW) vez a potência ativa nominal. Esperar 10 s, medir e registrar a potência reativa de saída do INVERSOR. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir a potência reativa de saída dos sinais de tensão e corrente pelo seno da diferença de fase entre eles. Enviar um comando externo para o INVERSOR operar com potência reativa nula. Esperar 10 s, medir e registrar a potência reativa de saída do INVERSOR. Enviar um comando externo para o INVERSOR operar com potência reativa capacitiva igual a 0,4358 (para INVERSOR com potência superior a 6 kW) vez a potência ativa nominal. Esperar 10 s, medir e registrar a potência reativa de saída do INVERSOR. <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.11 Teste 13 - Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede

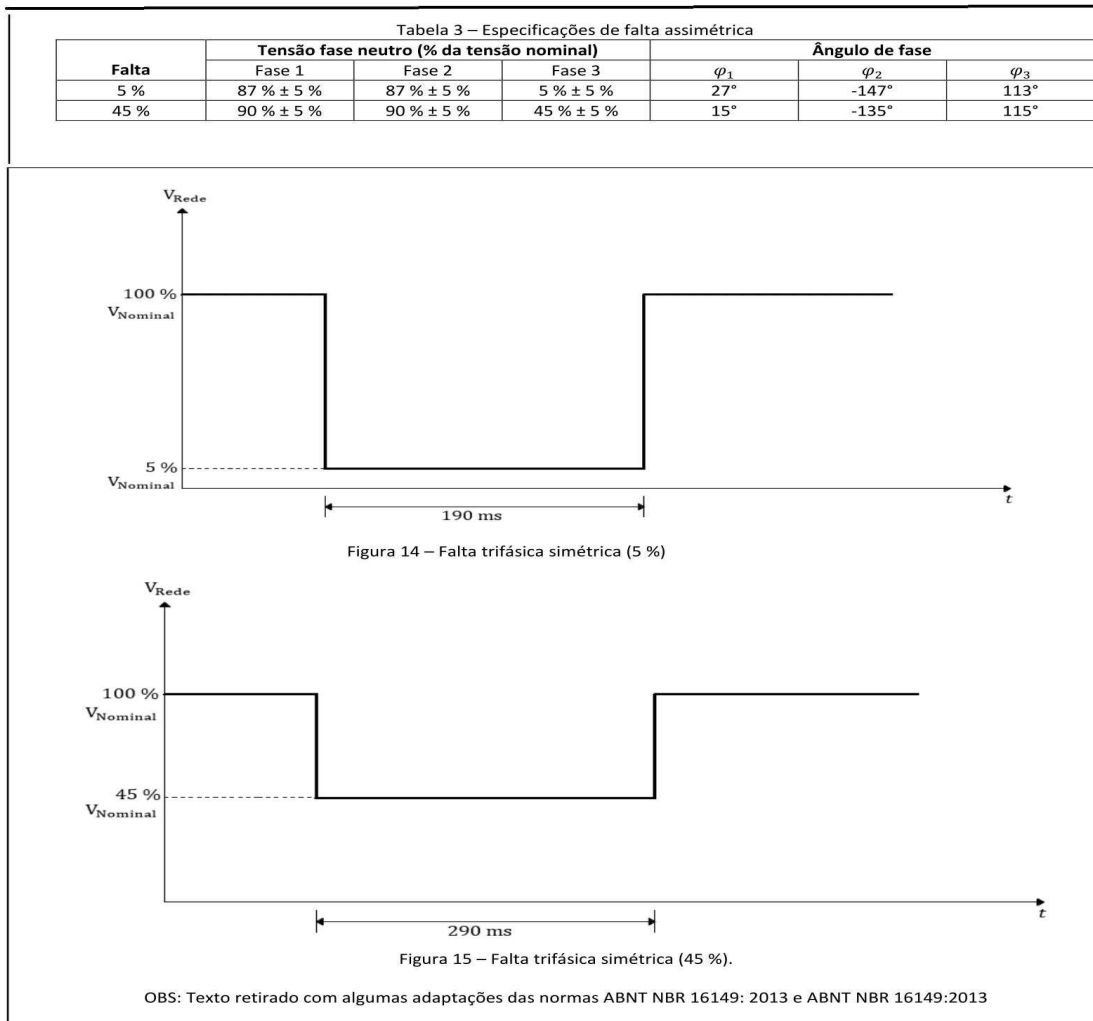
Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Desconexão do sistema fotovoltaico da rede.	<p>O sistema fotovoltaico deve ser capaz de desconectar-se/reconectar-se da rede elétrica por meio de telecomandos.</p> <p>NOTA Com relação ao inversor, devido à sua natureza de interligação, somente pode ser desconectado por completo da rede elétrica em casos de serviço ou manutenção por meio da abertura de um dispositivo de seccionamento adequado. Durante o restante do tempo, injetando ou não energia na rede, os circuitos de controle do inversor devem continuar conectados à rede para monitorar as suas condições. Desta forma, quando se utilizar a frase “cessar o fornecimento à rede” ao longo desta Norma, deve-se ter em mente que o inversor não fica totalmente desconectado da rede, apenas deixa de fornecer energia, por exemplo, durante um desligamento devido à sobretensão.</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se desconectar-se e reconectar-se da rede após o comando externo correspondente.</p> <p>A desconexão/reconexão deve ser realizada em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando.</p>
Configuração do Teste		
<p>É de inteira responsabilidade do fabricante do INVERSOR fornecer uma forma de envio, recepção e processamento do sinal de controle externo, para realização de ensaio.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 6) Após 1 min de operação, enviar um comando externo para o INVERSOR desconectar da rede elétrica. 7) Esperar 1 min, medir e registrar a potência ativa de saída do INVERSOR. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos no emulador da rede elétrica, mostrada na Figura 1 e posição B2 ou na saída c.a. do INVERSOR na posição B7. Esses sinais são os mesmos, pois quando o relé da rede (Figura 1 e posição B3) e o relé do inversor (Figura 1 e posição B6) estiverem acionados, o barramento entre eles será o mesmo. A partir desses sinais pode-se medir a potência reativa de saída dos sinais de tensão e corrente pelo seno da diferença de fase entre eles. 8) Após 1 min do evento de desconexão do INVERSOR, enviar um comando externo para o INVERSOR reconectar à rede elétrica. 9) Esperar 1 min, medir e registrar a potência ativa de saída do INVERSOR. <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.12 Teste 14 - Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*fault ride through-FRT*)

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (<i>fault ride through-FRT</i>)	<p>Para evitar desconexão indevida da rede casos de afundamento de tensão, o sistema fotovoltaico com potência nominal maior ou igual a 6 kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 13.</p> <p>Figura 13- Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (<i>fault ride through-FRT</i>)</p> <p>Na área cinza à direita, o sistema fotovoltaico não pode se desconectar da rede, porém é permitido cessar o fornecimento de energia.</p> <p>Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (-20 % a + 10 % da tensão nominal), o sistema fotovoltaico deve retornar a injetar a potência ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de ± 10 % da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms.</p> <p>Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa de 80 % e 90 % da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor.</p>	<p>Critério de aceitação: O INVERSOR é considerado em conformidade se atender aos requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (<i>fault ride through-FRT</i>) especificados na ABNT NBR 16149.</p>
Configuração do Teste		
<ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 6) Após 5 min de operação, simular uma falta trifásica simétrica na rede, de forma que a tensão caia 5 % do valor original de ensaio por um tempo de 190 ms e depois retorne à tensão para o valor nominal, conforme mostrado na Figura 14. 7) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do INVERSOR durante todo o período de aplicação da falta. 8) Simular uma falta trifásica simétrica na rede, de forma que a tensão caia 45 % do valor nominal de ensaio por um tempo de 290 ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio, conforme mostrado na Figura 15. 9) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do INVERSOR durante todo o período de aplicação da falta. 10) Simular uma falta bifásica assimétrica na rede, de forma que a tensão caia 5 % do valor nominal de ensaio por um tempo de 190 ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio, conforme mostrado na Figura 14. 11) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do INVERSOR durante todo o período de aplicação da falta. 12) Simular uma falta bifásica assimétrica na rede, de forma que a tensão caia 45 % do valor nominal de ensaio por um tempo de 290 ms e depois retorne à tensão para o valor nominal de ensaio, conforme mostrado na Figura 15. 13) Medir e registrar de cada fase, a tensão da rede (fase neutro), a corrente e as potências ativa e reativa de saída do INVERSOR durante todo o período de aplicação da falta. <p>Durante a falta assimétrica bifásica, a tensão residual e os ângulos de fase das três fases devem atender aos valores mostrados na Tabela 3.</p>		



6.2.13 Teste 15 - Proteção contra inversão de polaridade

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Proteção contra inversão de polaridade.	O propósito deste ensaio é garantir que o INVERSOR não causará danos ao instalador e não será avariado em caso de inversão de polaridade do gerador fotovoltaico	<p>Critério de aceitação:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se operar por 5 minutos e for constatado, através de inspeção visual e da verificação do fluxo de potência para rede, que o mesmo está operando de forma correta.</p>
Configuração do Teste		
<ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O fator de forma e a tensão de entrada são arbitrários. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 4) Não fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pois na posição que se encontra já inverte a polaridade dos contatos do emulador de gerador fotovoltaico. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Se a estabilização do SPMP não for observada, esperar pelo menos 5 min. 6) Abrir os contatos dos relés pelo cDAQ, trocar fusíveis se necessário. 7) Reconectar o gerador fotovoltaico na polaridade correta, fechando os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 8) Verificar se o inversor não foi danificado. <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

6.2.14 Teste 16 - Sobrecarga

Na Tabela a seguir tem-se os passos necessários para realização do ensaio, bem como a sua validação.

Cenário de Teste		
Título	Descrição	Resultado esperado
Sobrecarga	O propósito deste ensaio é garantir que o INVERSOR não será avariado em caso de sobrecarga, e que o mesmo continue fornecendo energia mesmo com limitação da potência de saída.	<p>Critério de aceitação:</p> <p>O INVERSOR é considerado em conformidade se for constatado, através de inspeção visual e da verificação do fluxo de potência para rede, que o mesmo está operando normalmente.</p>
Configuração do Teste		
<ol style="list-style-type: none"> 1) Conectar o INVERSOR aos emuladores de gerador fotovoltaico e de rede, e em seguida, acoplar os instrumentos de medição conforme o diagrama da Figura 1. 2) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para fornecer 120 % da sua potência c.a. máxima do INVERSOR na tensão máxima de SPMP permitida pelo INVERSOR. O fator de forma é arbitrário. 3) Configurar o emulador de rede para absorver até 130 % da potência c.a. máxima do INVERSOR, a 60 Hz e a tensão nominal de ensaio. 4) Fechar os contatos do “inversor de polaridade” localizado na Figura 1 e posição F8, pelo cDAQ. Aguarde 30 s para continuar. 5) Fechar os contatos dos relés pelo cDAQ, seguindo a ordem de conexão ao INVERSOR sugerida pelo fabricante. 6) Operar o INVERSOR por 15 minutos, mesmo que ele limite a potência de saída ou desconecte. OBS: no monitor do computador é possível visualizar as formas de onda de tensão e corrente no osciloscópio do LabVIEW medidos na saída c.a. do INVERSOR na Figura 1 e posição B7. 7) Configurar o emulador de gerador fotovoltaico para o INVERSOR fornecer a potência nominal de saída. 8) Verificar se o inversor continua operando normalmente. <p>OBS: Texto retirado com algumas adaptações das normas ABNT NBR 16149: 2013 e ABNT NBR 16149:2013</p>		

Capítulo 7

Apêndice

As Figuras de 7.1 a 7.16 mostram várias vistas do layout da bancada em 3D tiradas em vários ângulos. O desenho da bancada foi realizada no AutoCAD.

Figura 7.1 – Vista 1 da Bancada de ensaios.

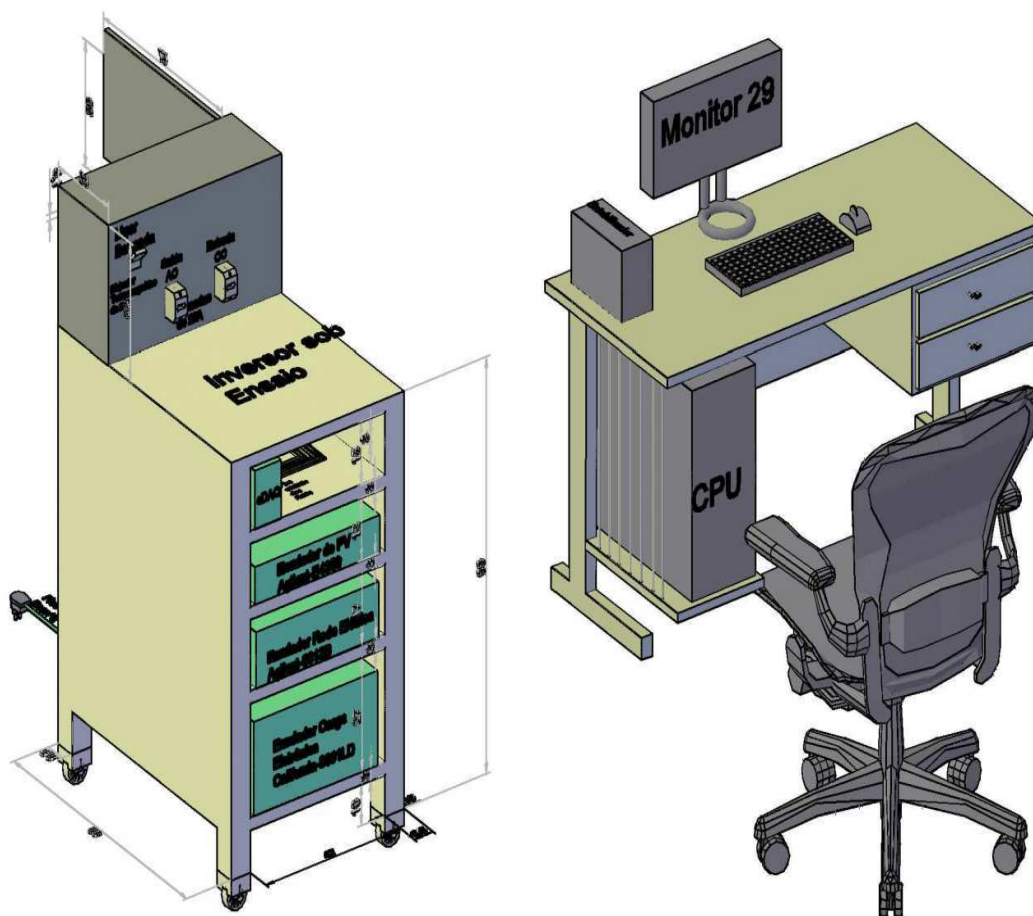


Figura 7.3 – Vista 3 da Bancada de ensaios.



Figura 7.4 – Vista 4 da Bancada de ensaios.



Figura 7.5 – Vista 5 da Bancada de ensaios.

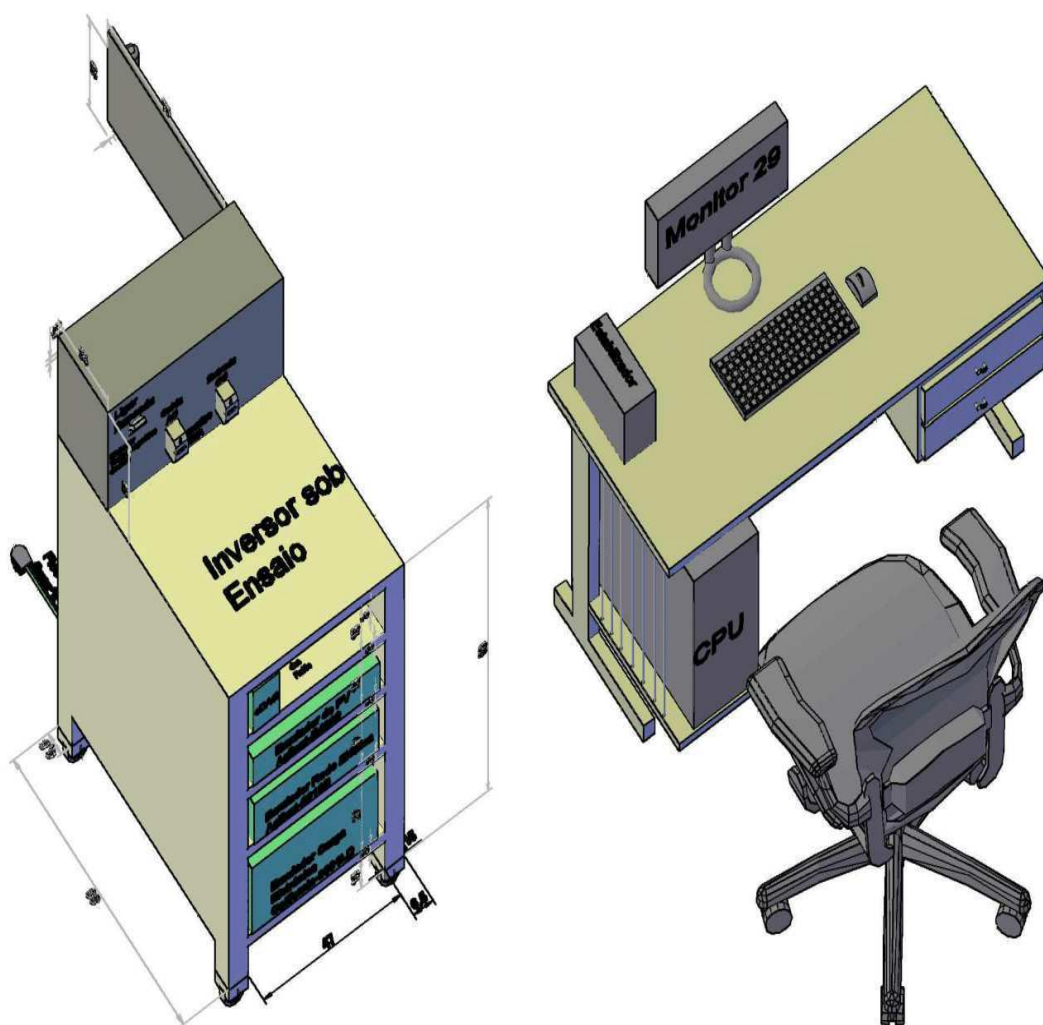


Figura 7.6 – Vista 6 da Bancada de ensaios.

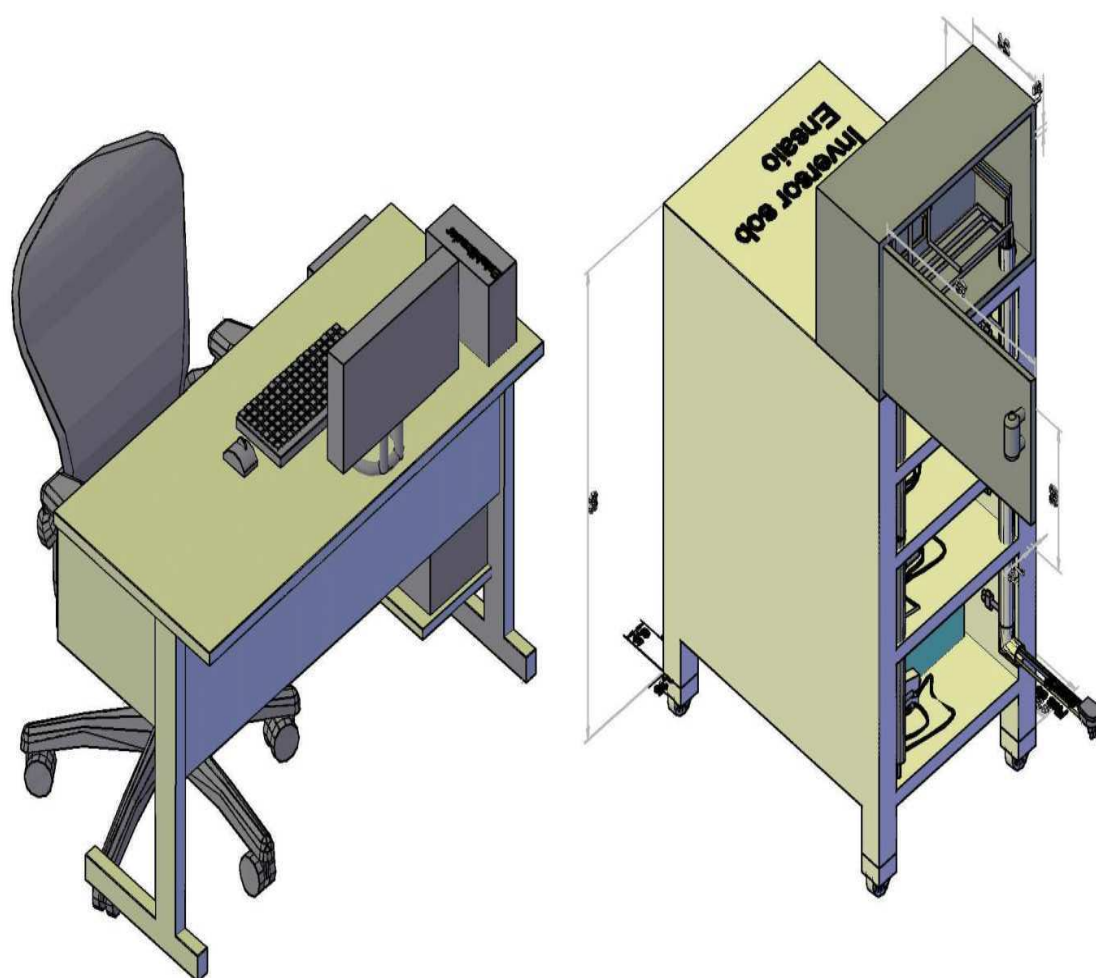


Figura 7.7 – Vista 7 da Bancada de ensaios.

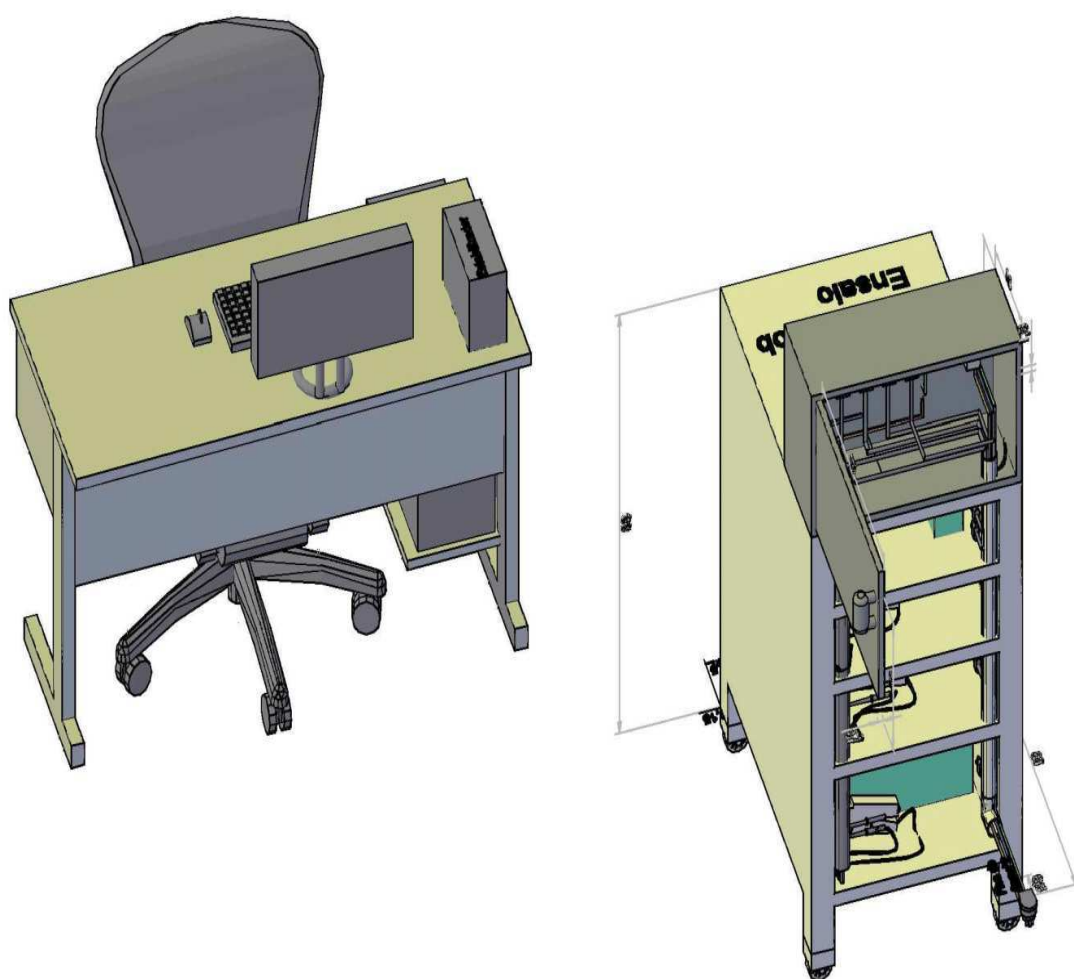


Figura 7.8 – Vista 8 da Bancada de ensaios.

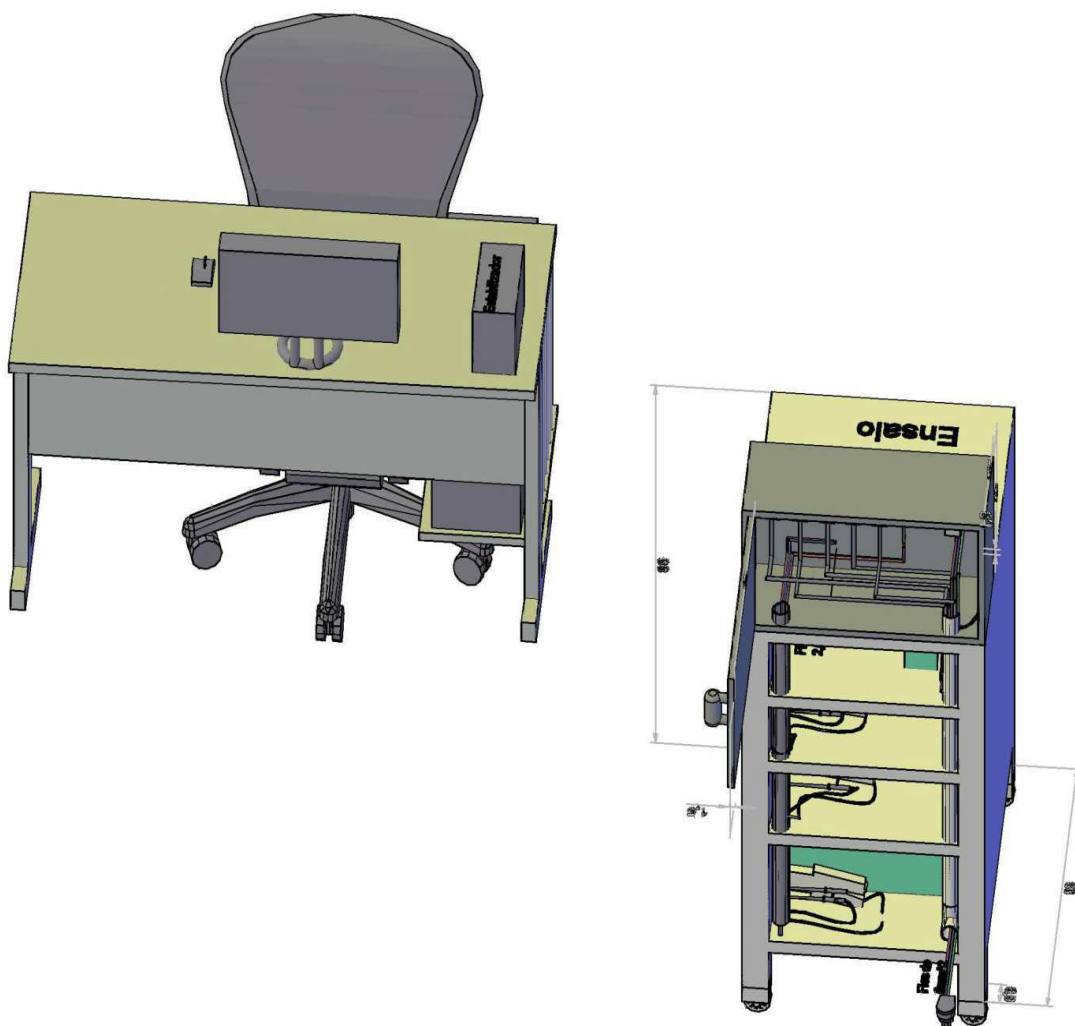


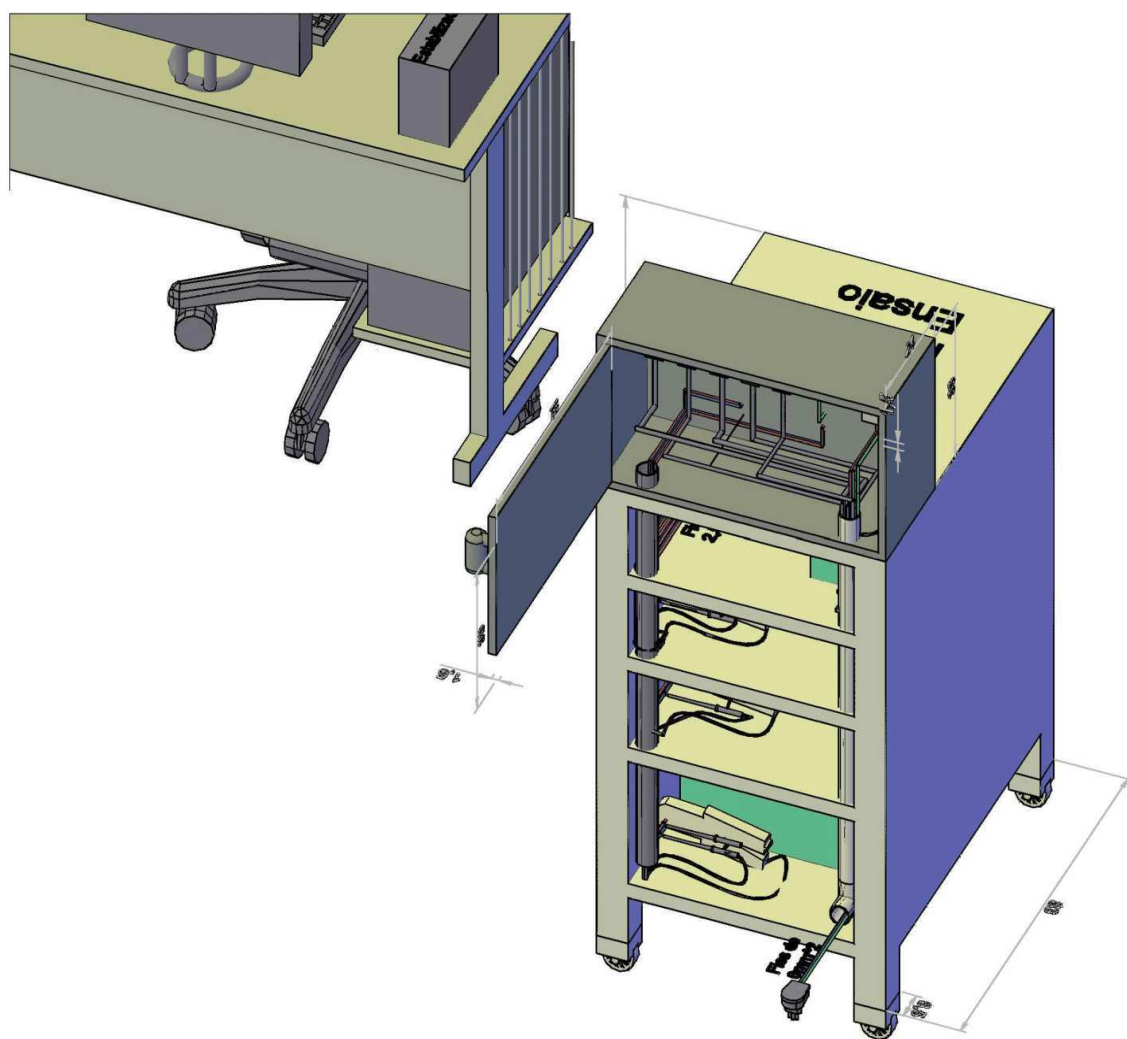
Figura 7.9 – Vista 9 da Bancada de ensaios.

Figura 7.10 – Vista 10 da Bancada de ensaios.

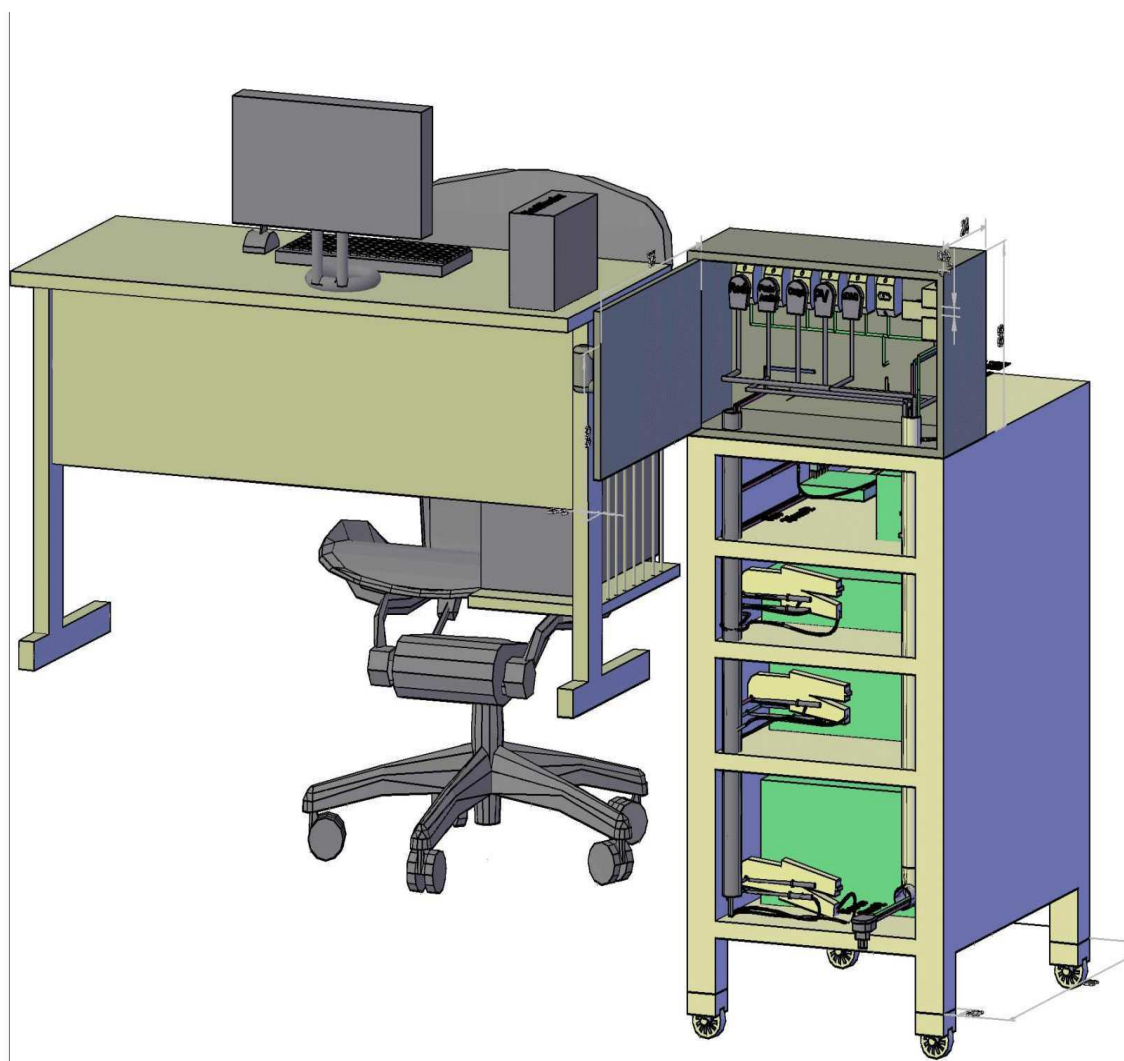


Figura 7.11 – Vista 11 da Bancada de ensaios.

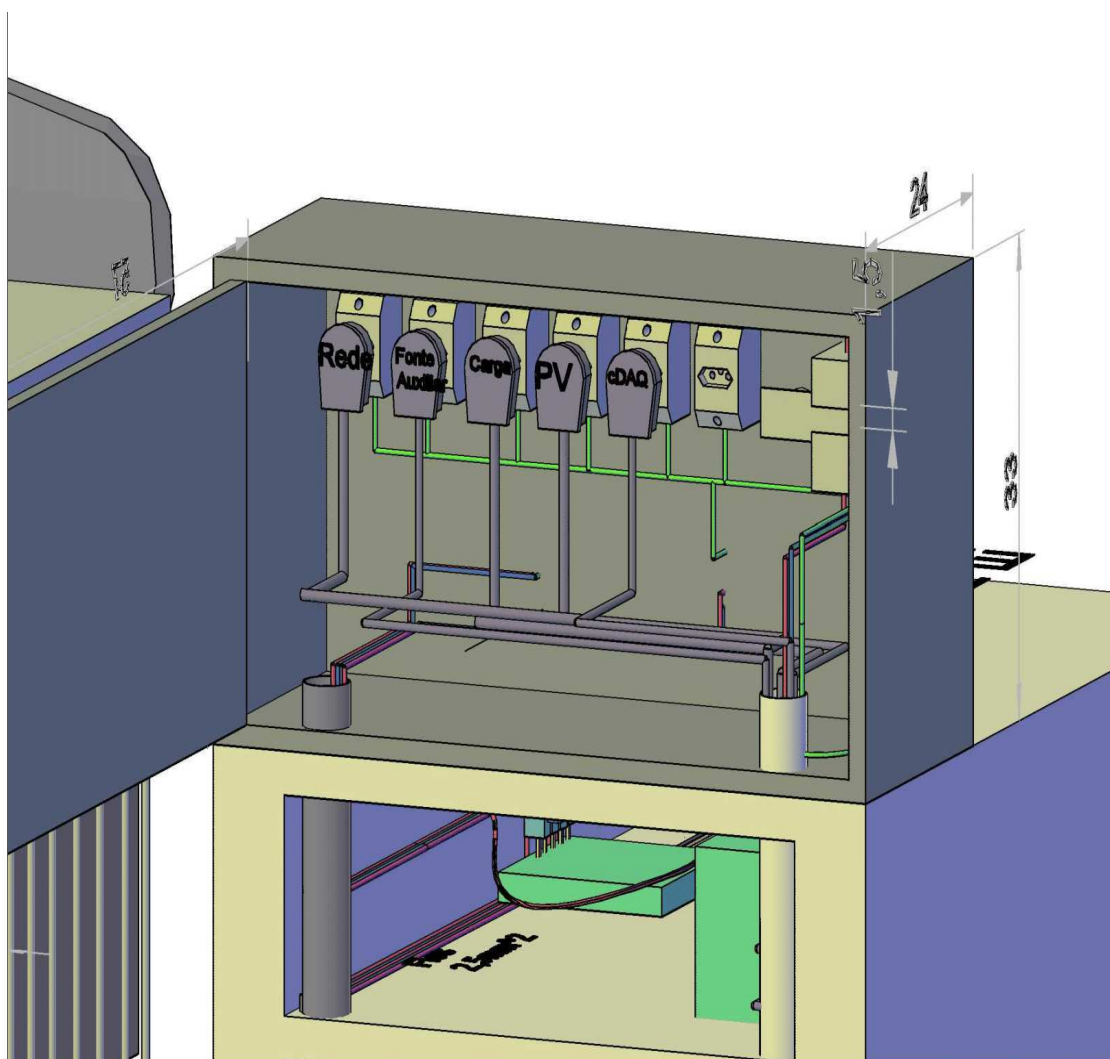


Figura 7.12 – Vista 12 da Bancada de ensaios.

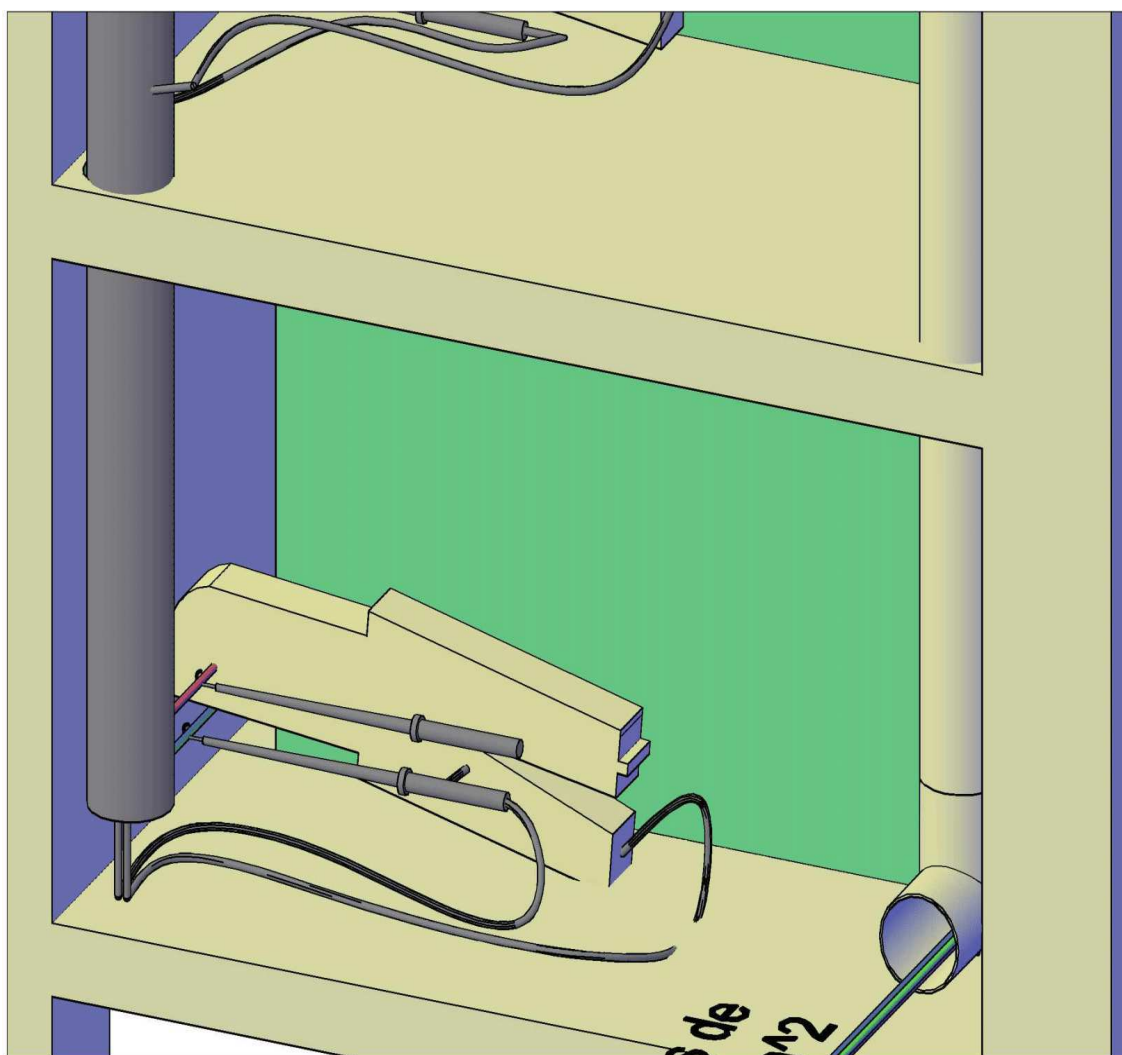


Figura 7.13 – Vista 13 da Bancada de ensaios.

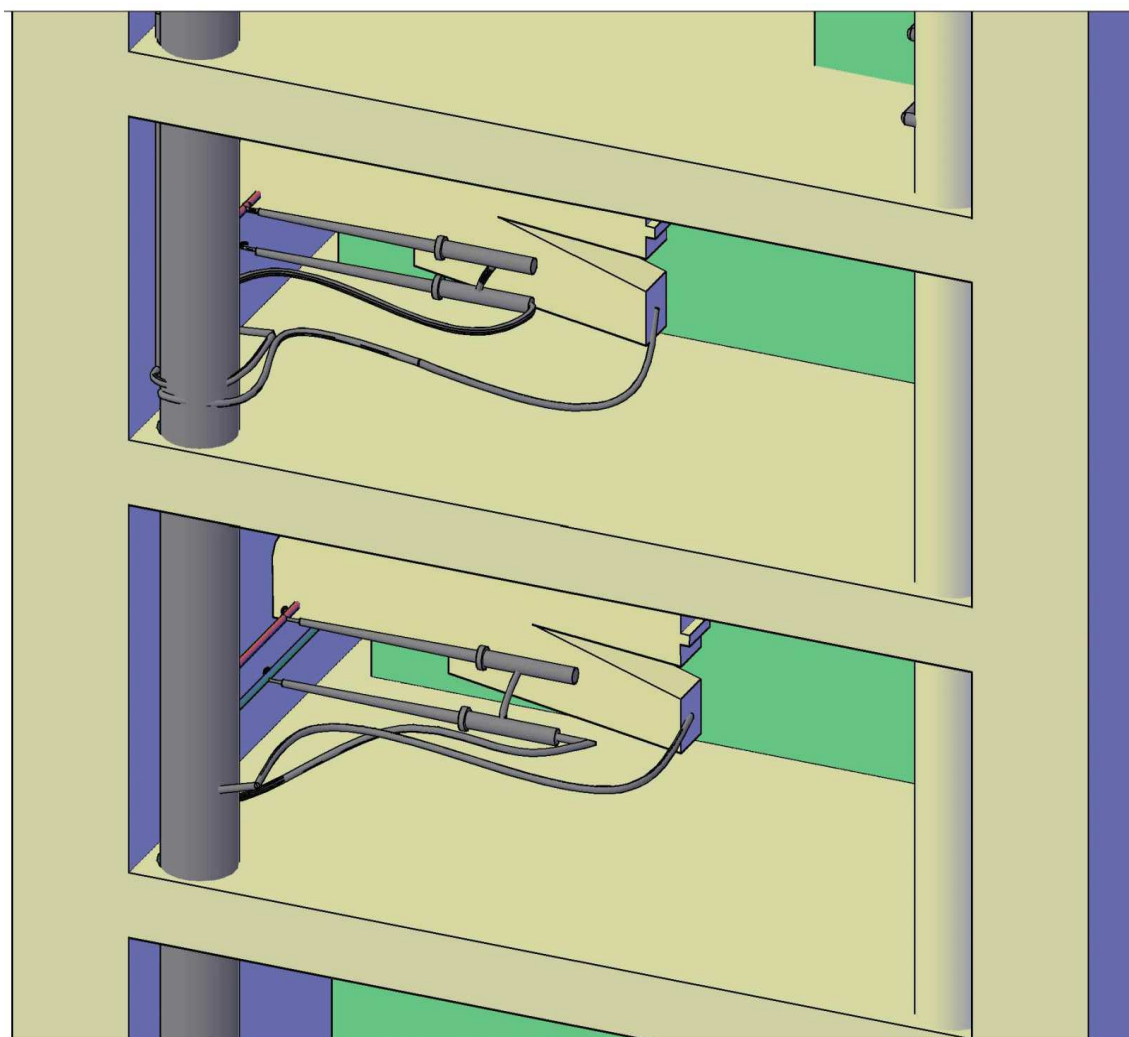


Figura 7.14 – Vista 14 da Bancada de ensaios.

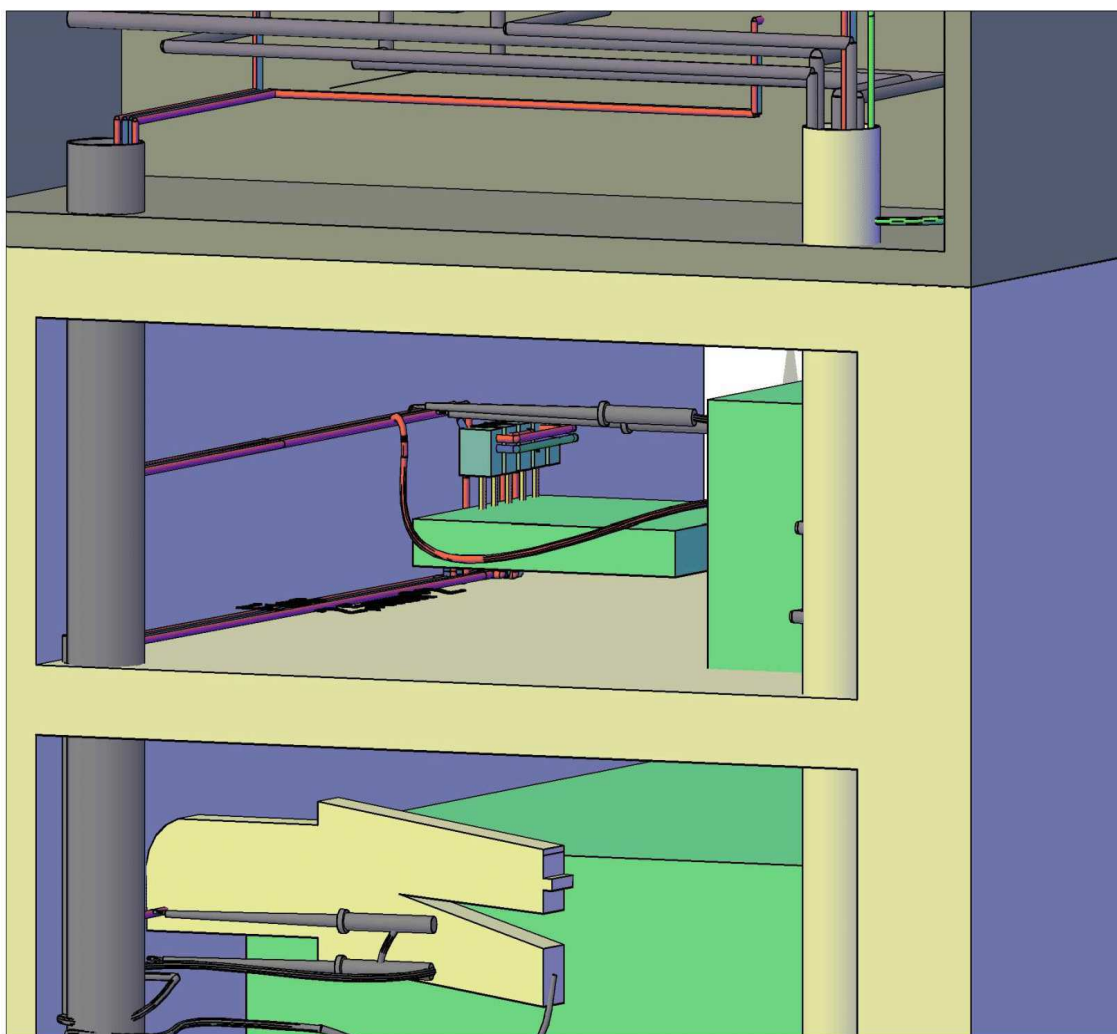


Figura 7.15 – Vista 15 da Bancada de ensaios.

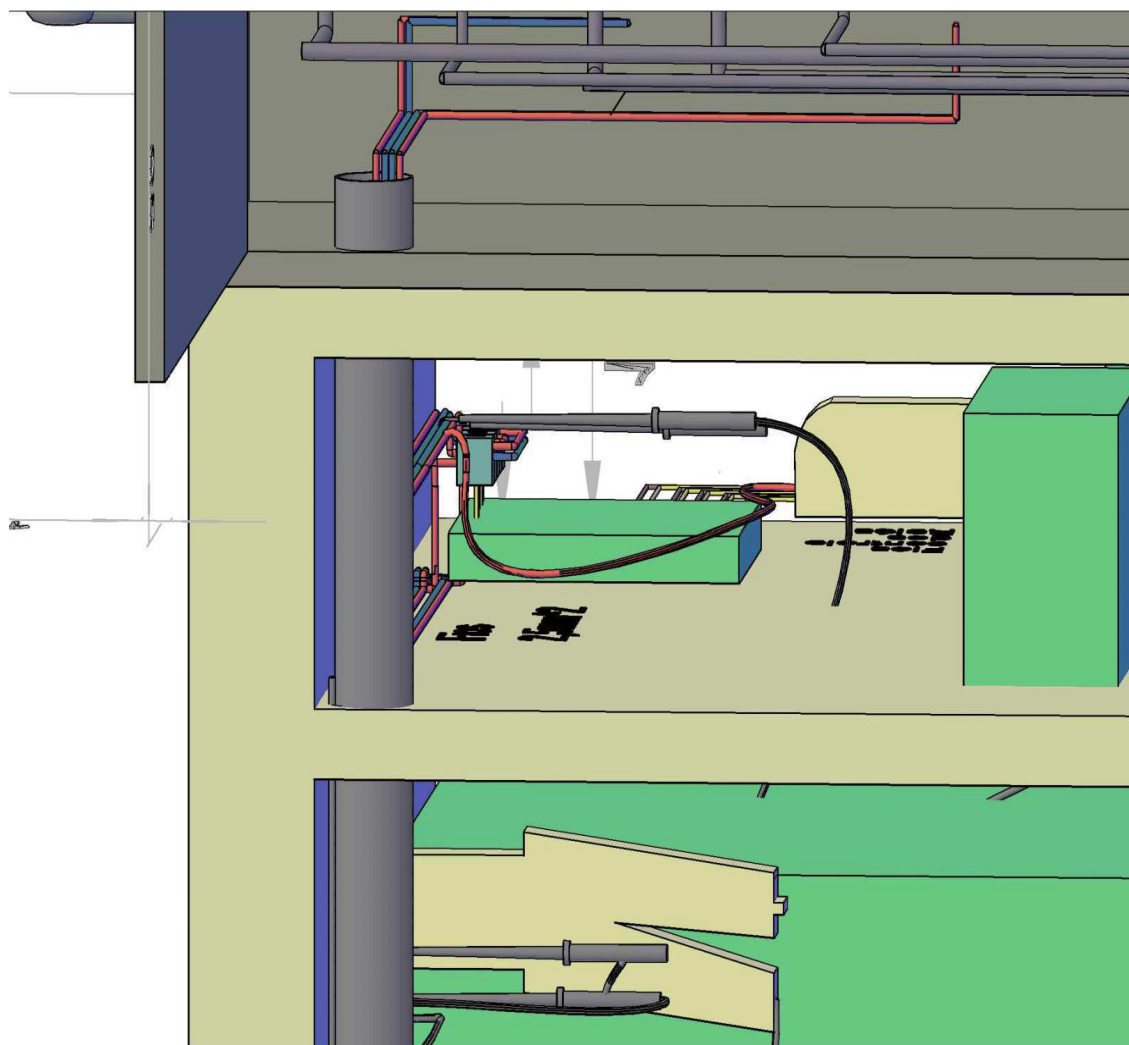
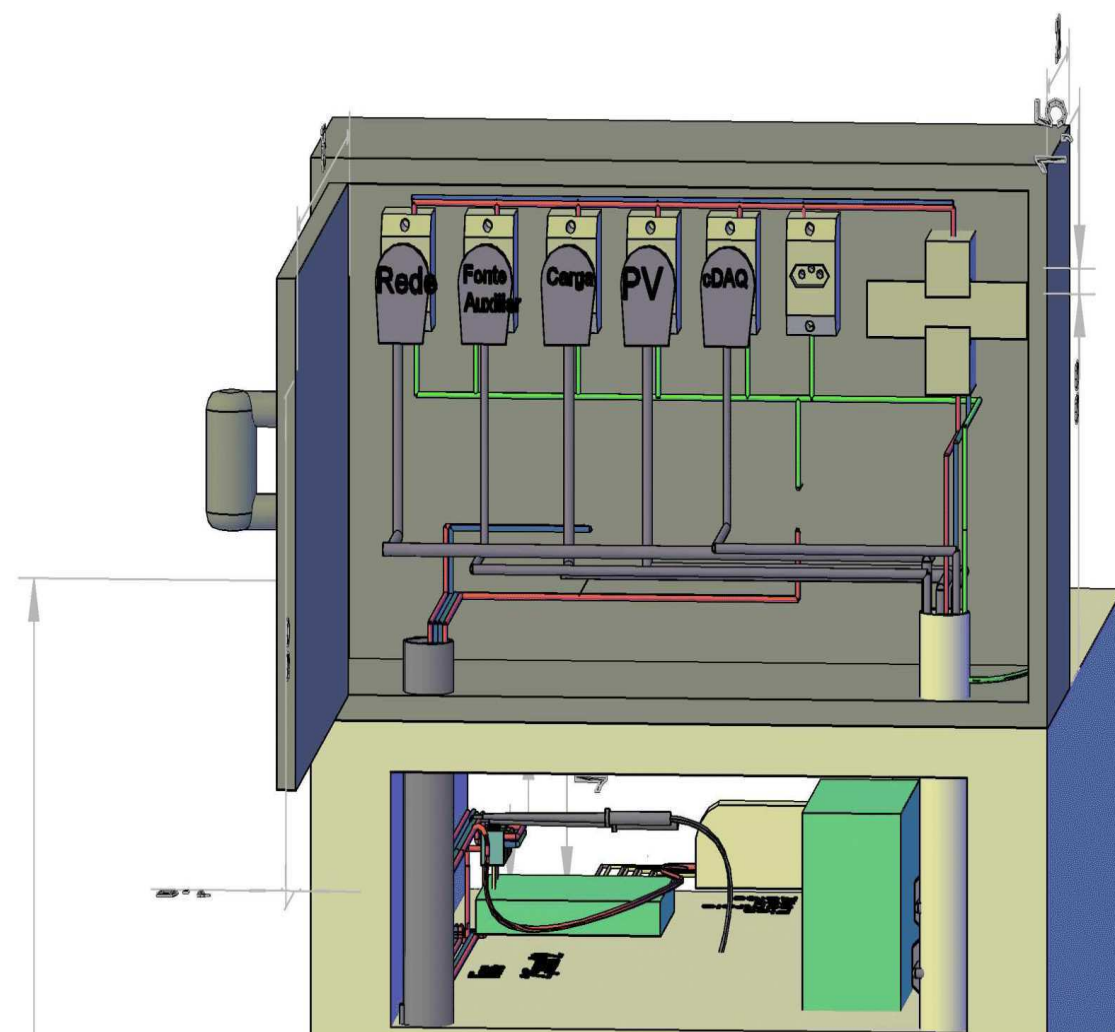


Figura 7.16 – Vista 16 da Bancada de ensaios.



Referências Bibliográficas

CREDER, H. *Instalações Elétricas*. 15° ed.. ed. [S.l.: s.n.], 2007.

FRANCO, A. P. *Sistemas Fotovoltaicos: contextualização e perspectivas para sua massificação no Brasil*. Universidade Federal de Lavras. Trabalho de Conclusão de Curso. Lavras-MG, 2013.

IEC. *Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.], 2012.

IEEE. *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. [S.l.], 2009.

KRENZ, P.; STADLERR, I. Análise sobre a Instalação do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) na Microgeração. In: . [S.l.: s.n.], 2014.

NBR16149, A. *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. [S.l.], 2013.

NBR16150, A. *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade*. [S.l.], 2013.

NETO, A. F. de C. P. *Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. 141 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, Março 2012.

PATEL, M. R. *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*. Segunda Edição. [S.l.: s.n.], 2006.

VERA, L. H. *Análise do Impacto do Comportamento de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Agosto 2009.