

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**MAURICIO LOURENÇO ROSA**

**LABORATÓRIO PARA ENSAIOS DE CERTIFICAÇÃO EM  
INVERSORES CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

**MONOGRAFIA**

**CURITIBA - PR**

**2017**

**MAURICIO LOURENÇO ROSA**

**LABORATÓRIO PARA ENSAIOS DE CERTIFICAÇÃO EM  
INVERSORES CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

**CURITIBA - PR**

**2017**

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

MAURICIO LOURENÇO ROSA

### **LABORATÓRIO PARA ENSAIOS DE CERTIFICAÇÃO EM INVERSORES CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 05 de julho de 2017, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

---

Prof. Romildo Alves dos Prazeres

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

#### **BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior  
Orientador - UTFPR

---

Me. Juliana D'Angela Mariano  
Membro Externo

---

Prof. Esp. Carlos Henrique Karam Salata  
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso
---

Dedico esse trabalho à minha família, em especial aos meus pais José Gritten Rosa (*in memoriam*) e Irene Lourenço Rosa e a minha esposa Andrea Rafaela B. Orlandini Rosa.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus pela sabedoria, inspiração e pelo dom da vida.

Ao meu orientador e grande incentivador Dr. Jair Urbanetz Junior pela dedicação e paciência e pelos conhecimentos recebidos.

A todos os demais professores da UTFPR pelos quais tenho muito respeito e gratidão.

Aos meus colegas de trabalho dos Institutos Lactec por seus comentários e sugestões acerca dos assuntos.

A toda minha família pelo apoio e incentivo aos estudos e a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

ROSA, Mauricio L., **Laboratório Para Ensaio De Certificação Em Inversores Conectados à Rede Elétrica**. 2017. 89 pg. Monografia de Especialização em Energias Renováveis - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para implementação de um laboratório acreditado pelo Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia (INMETRO) para execução dos ensaios de etiquetagem em inversores conectados à rede elétrica até 10 kW. Os ensaios de etiquetagem em inversores são exigidos para a comercialização deste produto no Brasil e atualmente existe uma carência de laboratórios acreditados e aptos para a execução destes ensaios, criando barreiras para os fabricantes nacionais e importadores quais necessitam validar ou avaliar o desempenho de seus produtos. Este estudo também tem por finalidade servir de apoio as instituições de ensino e de pesquisa para prestação de novos serviços. A descrição e a metodologia dos ensaios são descritas em portarias e normas específicas abrangentes para inversores utilizados em conexão à rede elétrica. O inversor é o equipamento que possui vital importância dentro de um sistema de geração solar fotovoltaica por ser o principal responsável pela transformação da energia em potência CC gerada pelos painéis solares em potência CA, a que é mais consumida nas residências e também a que é utilizada para a conexão com a rede elétrica da distribuidora. Como resultado final, são apresentadas as considerações gerais a respeito da implementação de um laboratório acreditado e a importância desta certificação para o Brasil e para a sociedade como um todo, incluindo uma base para novas linhas de pesquisa e ensino.

**Palavras-chave:** Inversores, Sistema Solar Fotovoltaico, Certificação, Energia Solar.

## ABSTRACT

ROSA, Mauricio L., **Laboratory For Certification Tests On Grid - Conected Inverters To The Electrical Network**. 2017. 89 pg. Specialized Monograph on Renewable Energies - Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2017

This work presents the development of a methodology for the implementation of a laboratory accredited by the National Institute of Metrology Quality and Technology (INMETRO) for the execution of the labeling tests on inverters connected to the grid up to 10 kW. Inverter labeling trials are required for the commercialization of this non-Brazilian product and there is currently a shortage of accredited laboratories suitable for testing, creating barriers for manufacturers and importers who need to validate or evaluate the performance of their products. This study also aims to provide support as teaching and research institutions to provide new services. A description and methodology of the tests are described in detailed general instructions and standards for inverters used in connection with the electrical network. The inverter is the equipment that is of vital importance within a photovoltaic solar generation system because it is mainly responsible for transforming the energy into DC power generated by solar panels in AC power, which is most consumed in homes and also the one that is Used for a connection to the distribution grid. As a final result, they are considered as general considerations regarding the implementation of an accredited laboratory and importance for Brazil, for a society as a whole, including a basis for new lines of research and teaching.

**Keywords:** Inverters, Photovoltaic Solar System, Certification, Solar Energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama de blocos simplificado para SFVCR .....	19
Figura 2 - Ilustração dos principais acontecimentos acerca da geração distribuída..	21
Figura 3 - Etiqueta Procel para inversores e controladores .....	23
Figura 4 - Etiqueta ENCE para inversores conectados à rede elétrica .....	24
Figura 5 - Fluxograma para análise e emissão da acreditação .....	27
Figura 6 - Circuito simplificado para inversor com transformador de alta frequência	32
Figura 7 - Circuito simplificado de um inversor sem o transformador.....	32
Figura 8 - Topologia dos inversores comutados e autocomutados .....	34
Figura 9 - Inversores fonte de corrente CSI (a) fonte de tensão VSI (b) .....	34
Figura 10 - Circuito genérico de um SFVCR .....	37
Figura 11 - Fluxo de potencia para a detecção da zona escura.....	37
Figura 12 - Curva característica do arranjo fotovoltaico .....	38
Figura 13 - Curva característica do gerador devido a sombreamentos.....	39
Figura 14 - Representação da distorção da forma de onda .....	41
Figura 15 - Fonte CC programável Regatron TC.P.16.600.400.S.....	46
Figura 16 - Simulador de rede modelo TC ACS 30 kVA .....	47
Figura 17 - Simulador de carga RLC, Parwa modelo PV-RLC385-15K .....	48
Figura 18 - Analisador de potencia Yokogawa WT3000 .....	50
Figura 19 - Software Yokogawa WTVIEWER.....	50
Figura 20 - Esquema de ligação para verificação inicial .....	51
Figura 21 - Ligação para o ensaio de proteção contra inversão de polaridade.....	52
Figura 22 - Esquema de ligação para os ensaios de sobrecarga.....	53
Figura 23 - Esquema de ligação para o ensaio de anti-ilhamento.....	67
Figura 24 - Esquema de ligação para o ensaio de cintilação .....	71
Figura 25 - Layout para implantação de um laboratório .....	73
Figura 26 - Área destinada aos equipamentos e bancada de testes.....	73
Figura 27 - Bancada de testes e posicionamento dos equipamentos .....	74

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Normas Técnicas aplicáveis aos inversores .....	22
Tabela 2 – Vantagens e desvantagens dos inversores com e sem transformador ...	33
Tabela 3 – Métodos de detecção de ilhamento e suas características .....	36
Tabela 4 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico.....	45
Tabela 5 – Resultados para os ensaios de sobretensão e subtensão .....	56
Tabela 6 – Resultados para o ensaio de falta bifásica assimétrica .....	62
Tabela 7 – Limites de distorção harmônica de corrente .....	66
Tabela 8 – Condições de tensão e frequência para o ensaio de anti-ilhamento .....	66
Tabela 9 – Condições para o ensaio de anti-ilhamento .....	67
Tabela 10 – Custos dos equipamentos para realização dos ensaios.....	75

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Condição para determinação da tensão máxima de desconexão (A) e tempo de desconexão (B).....	54
Gráfico 2 – Condição para determinação da mínima tensão de desconexão (A) e tempo de desconexão (B) .....	55
Gráfico 3 – Condição para determinação da máxima frequência de desconexão (A) e tempo de desconexão (B) .....	57
Gráfico 4 – Condição para determinação da mínima frequência de desconexão (A) e tempo de desconexão (B) .....	58
Gráfico 5 – Condição para determinação da falta simétrica 5%(A) e falta simétrica 45%(B). .....	61
Gráfico 6 - Condição para realização do ensaio de controle da potência ativa em sobre frequência.....	65
Gráfico 7 – Condição para realização do ensaio anti-ilhamento.....	69

## LISTA DE SIGLAS, ABREVIATURAS E ACRÔNIMOS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
AP - Autoprodutor  
CA – Corrente Alternada  
CBAC - Comitê Brasileiro de Avaliação da Conformidade  
CC – Corrente Contínua  
CGCRE - Coordenação Geral de Acreditação  
CONMETRO - Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial  
CSI - *Current Source Inverter*  
DHT - Distorção Harmônica Total  
DTHT - Distorção da Tensão Harmônica Total  
ENCE - Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Elétrica  
FF - Fator de Forma  
FOB - *Free On Board*  
GD - Geração Distribuída  
IAAC - *Interamerican Accreditation Cooperation*  
IAF - *International Accreditation Forum*  
IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*  
ILAC - *International Laboratory Accreditation Cooperation*  
IMP - Corrente de Máxima Potência  
INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia  
ISC - Corrente de Curto-Circuito  
MME - Ministério de Minas e Energia  
MPPT - *Maximum Power Point Tracking*  
NDZ - *Non Detection Zone*  
PBE - Plano Brasileiro de Etiquetagem  
PIE - Produtor Independente de Energia  
PNE - Plano Nacional de Eficiência Energética  
PWM - *Pulse Width Modulation*  
RN - Resolução Normativa  
RTAC - Regulamentos Técnicos de Avaliação da Conformidade  
SBAC - Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade

SFVCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica

SFVI - Sistema Fotovoltaico Isolado

VMP - Tensão de Máxima Potência

VOC - Tensão de Circuito Aberto

VSI - *Voltage Source Inverter*

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1. TEMA.....	14
1.1.1. Delimitação do Tema.....	15
1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS .....	15
1.3. OBJETIVOS .....	16
1.3.1. Objetivo Geral.....	16
1.3.2. Objetivos Específicos .....	16
1.4. JUSTIFICATIVA.....	16
1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	17
1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO .....	17
<b>2. REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	18
2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA .....	18
2.1.1. Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil.....	19
2.2. CERTIFICAÇÃO DE INVERSORES.....	21
2.2.1. Normas Técnicas Aplicáveis à Inversores.....	21
2.2.2. Programa Brasileiro de Etiquetagem.....	22
2.2.3. Registro de Produtos no INMETRO .....	25
2.2.4. Laboratório Acreditado .....	26
2.2.5. Laboratórios Designados e Estrangeiros.....	28
2.2.6. Avaliação da Conformidade .....	29
2.3. INVERSORES CC-CA.....	29
2.3.1. Inversores Utilizados em SFVCR .....	30
2.3.2. Evolução dos Inversores .....	31
2.3.3. Inversores Comutados Pela Rede.....	33
2.3.4. Inversores Autocomutados.....	34
2.4. CARACTERÍSTICAS DE ENSAIOS .....	35
2.4.1. Anti Ilhamento.....	35
2.4.2. Seguimento do Ponto de Máxima Potência.....	38
2.4.3. Qualidade de Energia em SFVCR.....	40
2.4.4. Fator de Forma.....	43
<b>3. EQUIPAMENTOS, ENSAIOS E PROCEDIMENTOS</b> .....	45
3.1 EQUIPAMENTOS.....	45

3.1.1	Simulador de Gerador Fotovoltaico .....	45
3.1.2	Simulador de Rede .....	47
3.1.3	Simulador de carga RLC .....	48
3.1.4	Analisador de Potência.....	49
3.2	ENSAIOS E PROCEDIMENTOS.....	51
3.2.1	Cadastro de Modelo e Verificação Inicial.....	51
3.2.2	Ensaio de Proteção Contra Inversão de Polaridade .....	52
3.2.3	Ensaio de Sobrecarga .....	53
3.2.4	Ensaio de Sobretensão e Subtensão .....	54
3.2.5	Ensaio de Sobre frequência e Sub frequência .....	56
3.2.6	Ensaio de Religamento Automático Fora de Fase.....	59
3.2.7	Ensaio de Limitação de Potência Ativa e Reativa .....	59
3.2.8	Ensaio de Desconexão e Reconexão por Telecomando.....	60
3.2.9	Ensaio de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Falta na Rede ....	61
3.2.10	Ensaio de Injeção/Demanda de Potência Reativa.....	62
3.2.11	Ensaio de Injeção de componente Continua .....	63
3.2.12	Ensaio de Fator de Potência .....	63
3.2.13	Ensaio de Controle da Potência Ativa em Sobre frequência .....	64
3.2.14	Ensaio de Harmônicos e Distorção da Forma de Onda.....	65
3.2.15	Ensaio de Anti-Ilhamento.....	66
3.2.16	Ensaio de Cintilação .....	70
3.3	INFRAESTRUTURA E CUSTOS.....	71
3.3.1	Estrutura e Condições Ambientais.....	72
3.3.2	Bancada de Testes.....	74
3.3.3	Custos e Investimentos .....	75
<b>4.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>77</b>
<b>5.</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>79</b>
<b>6.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>82</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com a crescente demanda por energias renováveis e com a diversificação da matriz energética brasileira, destaca-se entre elas a energia solar, a qual se baseia no aproveitamento da energia transmitida pelo sol através da irradiação solar. Atualmente existem dois tipos de sistemas utilizados para geração de energia solar fotovoltaica são eles: Sistema Fotovoltaico Isolado (SFVI), o qual se baseia em um sistema autônomo e totalmente isolado à rede elétrica suprida por um banco de baterias e o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFVCR), que utiliza a rede elétrica da distribuidora de energia o qual está conectado.

O SFVCR ocupa lugar cada vez mais expressivo entre as aplicações da tecnologia fotovoltaica, a disseminação dessa aplicação teve início com o programa japonês de incentivos aos pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede, o “*PV Roofs*”, seguido por programas semelhantes em outros países que acompanharam essa tendência, primeiro Alemanha e Estados Unidos e depois Espanha, Holanda, Suíça e Austrália (ZILLES, *et al.*, 2012).

Um SFVCR é formado, por um conjunto de equipamentos constituídos por painel solar fotovoltaico, dispositivos de proteção Corrente Contínua (CC) e Corrente Alternada (CA), inversores CC-CA, além de cabos, acessórios e estrutura metálica, as quantidades de painéis e a potência do inversor variam de acordo com as especificações de cada sistema e de acordo com a geração de energia a ser atendida. Diante desta expansão no Brasil os órgãos de regulamentação e normatização, destacando-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), uniram esforços para publicação de resoluções, normas técnicas e portarias as quais trouxeram regras para os fabricantes e importadores dos equipamentos a fim de garantir a eficiência dos equipamentos e o bom funcionamento principalmente quando conectados a rede elétrica da distribuidora, promovendo então garantias técnicas e comerciais para os consumidores e possibilitando um cenário de segurança neste mercado (ANEEL, 2016).

Dentro deste contexto, um dos equipamentos que se destaca é o inversor CC-CA, pois possui papel fundamental dentro do sistema, é o responsável pela

conversão da potência CC gerada pelos painéis solares fotovoltaicos em potência CA, além desta conversão também possui um sistema que pode otimizar a produção da energia ao máximo mediante um recurso de rastreamento do ponto de máxima potência MPPT (da sigla inglês *Maximum Power Point Tracking*), assegurando a maior eficiência e aproveitamento máximo do equipamento.

Também é papel do inversor garantir que a potência de saída esteja em total sincronismo de tensão e frequência com a rede a qual está conectado, assegurando as características em relação à segurança. Quando a rede da distribuidora estiver em manutenção, este sistema deve imediatamente desconectar-se da rede, este processo é denominado anti-ilhamento, função obrigatória em inversores utilizados para conexão com a rede. Estas e outras funcionalidades permitem a proteção e segurança do equipamento, das instalações e dos funcionários das distribuidoras de energia em caso de manutenção da rede (POMILIO, 2013).

Para atender a todos estes e os demais requisitos, os inversores comercializados no Brasil ou importados, obrigatoriamente necessitam passar por uma avaliação em relação ao seu desempenho. Esta avaliação é realizada através de ensaios normatizados e executados por laboratórios acreditados ou designados pelo INMETRO, órgão nacional responsável pela emissão das portarias e Regulamentos Técnicos de Avaliação da Conformidade (RTAC), este inclui o Plano Brasileiro de Etiquetagem (PBE), o qual é exigido para a livre comercialização e pelas distribuidoras de energia na fase de projeto dos sistemas.

Para um laboratório prover desta competência, necessita ser avaliado pela Coordenação Geral de Acreditação (CGCRE), setor responsável pelos organismos e laboratórios no Brasil. Esta concessão é cedida através da implementação de um sistema de gestão da qualidade pela Norma ISO IEC 17025, esta que regulamenta a acreditação de laboratórios de ensaios e de calibração no Brasil a fim de garantir as operações técnicas e administrativas incluindo a competência e rastreabilidade nos processos e resultados fornecidos (INMETRO, 2016).

## 1.1. TEMA

O presente estudo tem por fim auxiliar na implantação de um laboratório certificado para a realização dos ensaios descritos na portaria INMETRO Nº 004, de

04 de janeiro de 2011, Anexo III aplicável para os inversores conectados á rede até 10 kW.

#### 1.1.1. Delimitação do Tema

Este estudo abordará os principais assuntos relacionados a implementação de um laboratório acreditado para ensaios em inversores conectados a rede elétrica até 10 kW, conforme descrito no anexo III da portaria INMETRO N° 004, de 04 de janeiro de 2011. Não serão abordados a implementação do Sistema de Gestão da Qualidade (SGQ) exigido pela norma ISO IEC 17025. E os ensaios para os demais equipamentos que compõe um sistema SFVI ou SFVCR e que constam nos anexos da referida portaria:

- Módulo fotovoltaico;
- Controlador de carga e descarga de baterias;
- Inversor para sistema autônomo com potência entre 5 e 10 kW;
- Acumuladores de energia (baterias).

#### 1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS

Atualmente, a carência de prestação de serviços de ensaios e laboratórios certificados no Brasil reflete a necessidade de maior investimento em pesquisa nesse setor quando relacionado à tecnologia de geração de energia solar, devido à importância que estes equipamentos possuem, pois são os principais responsáveis pela transformação da energia dentro do contexto de geração de energia solar fotovoltaica, incluindo a proteção e conexão ao sistema da distribuidora e a segurança dos operadores da rede elétrica.

Os principais problemas que motivaram este trabalho foram:

1. Falta de laboratórios nacionais certificados para realização dos ensaios em inversores;
2. Falta de procedimentos adequados e uma metodologia simplificada para a realização dos ensaios e para obtenção da certificação;
3. Auxílio para especificação dos equipamentos necessários incluindo os custos.

Em decorrência dos três problemas citados e com o objetivo de incentivar a geração de energia solar no Brasil, o estudo visa diminuir o custo ao fabricante ou importador relacionado à etiquetagem do produto e indiretamente proporcionar maior competitividade neste mercado.

### 1.3. OBJETIVOS

#### 1.3.1. Objetivo Geral

O objetivo fundamental deste trabalho é descrever com detalhes os equipamentos, procedimentos e infraestrutura necessária para a implementação de um laboratório para execução dos ensaios em inversores utilizados em SFVCR, conforme as portarias e normas de certificação.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos

- Pesquisar o funcionamento básico de um SFVCR;
- Realizar uma pesquisa sobre as tecnologias e principais funcionalidades dos inversores CC-CA conectados à rede;
- Pesquisar a atual regulamentação para certificação de laboratórios;
- Pesquisar sobre os equipamentos necessários para implantação do laboratório, com custos e fornecedores;
- Pesquisar metodologias simplificadas para execução dos ensaios.

### 1.4. JUSTIFICATIVA

Existe uma carência de laboratórios acreditados pelo INMETRO para execução de ensaios em inversores, dificultando o crescimento deste setor no país.

Atualmente, somente um laboratório possui credenciamento para a realização de todos os ensaios solicitados para etiquetagem em inversores conectados à rede, os demais laboratórios são designados ou estrangeiros o qual fazem parte de um acordo mutuo internacional.

## 1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O procedimento metodológico utilizado baseia-se na pesquisa documental e bibliográfica realizada em artigos científicos, periódicos e estudos e também em fontes da legislação brasileira e dos principais órgãos nacionais como: Ministério de Minas e Energia (MME), INMETRO, ANEEL, ABNT e CGCRE.

## 1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

No primeiro capítulo, deste trabalho será realizada a introdução ao tema mostrando as motivações que levaram à escolha.

No segundo capítulo, será desenvolvido um levantamento através de pesquisa bibliográfica sobre as normas e os diversos aspectos relacionados aos inversores e suas tecnologias.

O terceiro capítulo abordará a aplicação dos procedimentos técnicos necessários para certificação de um laboratório de ensaios pesquisados no capítulo anterior e a definição dos equipamentos, características de infraestrutura e demais componentes necessários para o entendimento de todo o contexto.

No quarto e último capítulo serão apresentadas as considerações finais, observações e dificuldades durante a elaboração do trabalho e as recomendações.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo fará uma breve apresentação sobre SFVCR, regulamentações atuais e questões normativas de certificação de laboratórios e avaliação da conformidade no Brasil.

Incluirá também a descrição dos inversores o seu funcionamento as tecnologias empregadas e as principais características do produto e um pouco da história e processo de evolução.

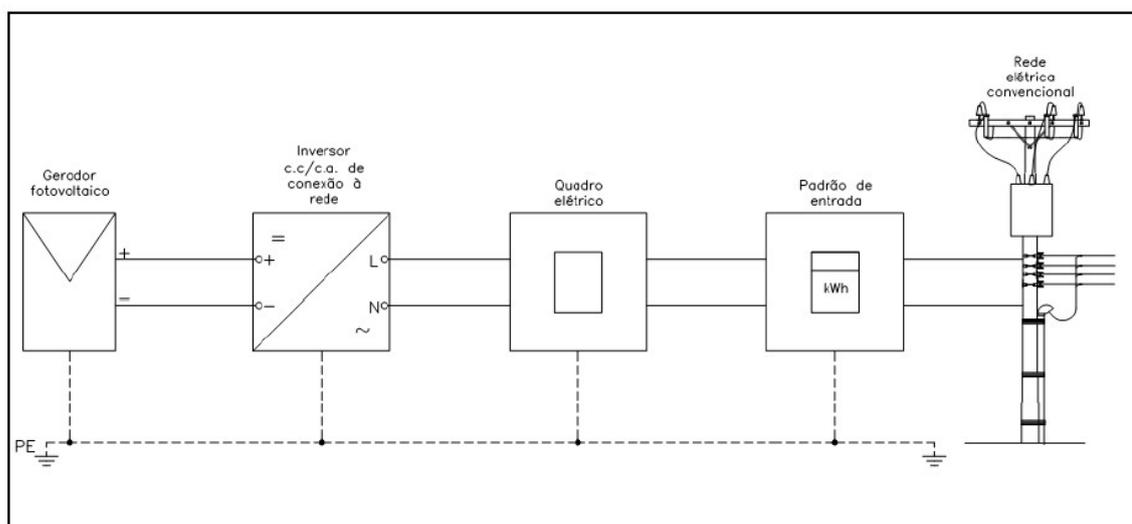
### 2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Desde a descoberta do Efeito Fotovoltaico em 1839 por Becquerel, a história da energia fotovoltaica vem se desenvolvendo e sendo cada vez mais difundida pelo conceito de energia limpa e renovável. No Brasil esta tecnologia também ganha forças e os números de conexões crescem a cada ano. Os estímulos à geração de energia através do sol se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, está o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas incluindo a diversificação da matriz energética (PINHO; GALDINO, 2014).

Através dos avanços tecnológicos, as conexões SFVCR ocupam lugar cada vez mais expressivo entre as aplicações, pois possibilita o uso de energia solar em centros urbanos ou em qualquer outro local onde exista uma rede elétrica, dispensando o uso de acumuladores eletroquímicos de energia e permitindo que a energia excedente possa ser entregue à rede de distribuição (MOCELIN, 2014).

O SFVCR é composto por equipamentos, sendo eles: painéis solares, inversor CC-CA, estruturas, cabos, conectores e um sistema de proteção.

Na Figura 1 é ilustrado um sistema básico residencial e seus principais componentes.



**Figura 1 - Diagrama de blocos simplificado para SFVCR**

**Fonte: Adaptado de Mocelin (2014)**

O SFVCR é utilizado para converter a energia solar em energia elétrica. Os painéis solares são formados por células fotovoltaicas que captam a luz do Sol. Estas células com a presença da luz são capazes de criar uma modificação de potencial elétrico. As células absorvem a energia do sol e fazem com que a corrente elétrica decorra entre duas camadas com cargas opostas. A rede elétrica da distribuidora de energia, atua como um acumulador de energia, permitindo o armazenamento de fontes primárias e priorizando a injeção da energia vinda do Sol ao sistema elétrico durante a noite, por exemplo, a residência que contribuiu com a geração fotovoltaica durante o dia pode recorrer ao sistema elétrico para utilizar a energia acumulada nas fontes primárias (PINHO; GALDINO, 2014).

### 2.1.1. Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil

As condições regulatórias envolvendo a Geração Distribuída (GD) no país, possuíram alguns fatos relevantes para a evolução da geração distribuída no Brasil após o decreto 2.003/1996, que regulamenta a produção de energia elétrica pelas figuras de Autoprodutor (AP) e Produtor Independente de Energia (PIE) e o decreto 5.163/2004, que tornou possível a aquisição da geração distribuída por parte das concessionárias. Até a época, para uma pessoa física, era possível gerar energia para consumo próprio e vender apenas o excedente, entretanto a concessionária,

embora tivesse a opção, não possuía nenhuma obrigação de comprar a energia gerada pelo AP.

Segundo a ANEEL (2015), a GD gerada pelos próprios consumidores tornou-se possível a partir da Resolução Normativa (RN) ANEEL nº 482/2012. Esta RN estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o sistema de compensação de energia elétrica, que permitiu ao consumidor a instalação de pequenos geradores em unidades consumidoras e por consequência realizar a troca da energia gerada com a distribuidora local. A RN 482 foi revista em novembro de 2015 através da RN Nº 687, de 24 de Novembro de 2015, as principais mudanças foram em relação à quantidade de energia gerada em determinado mês quando superior à energia consumida naquele período, o consumidor passa a ter créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes.

De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que estes podem também ser usados para abatimento do consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento da mesma distribuidora. Outra inovação diz respeito à possibilidade de instalação de GD em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nesta configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

Na Figura 2 é ilustrado os maiores acontecimentos no Brasil e a breve história da GD ao longo dos anos (ANEEL, 2009).

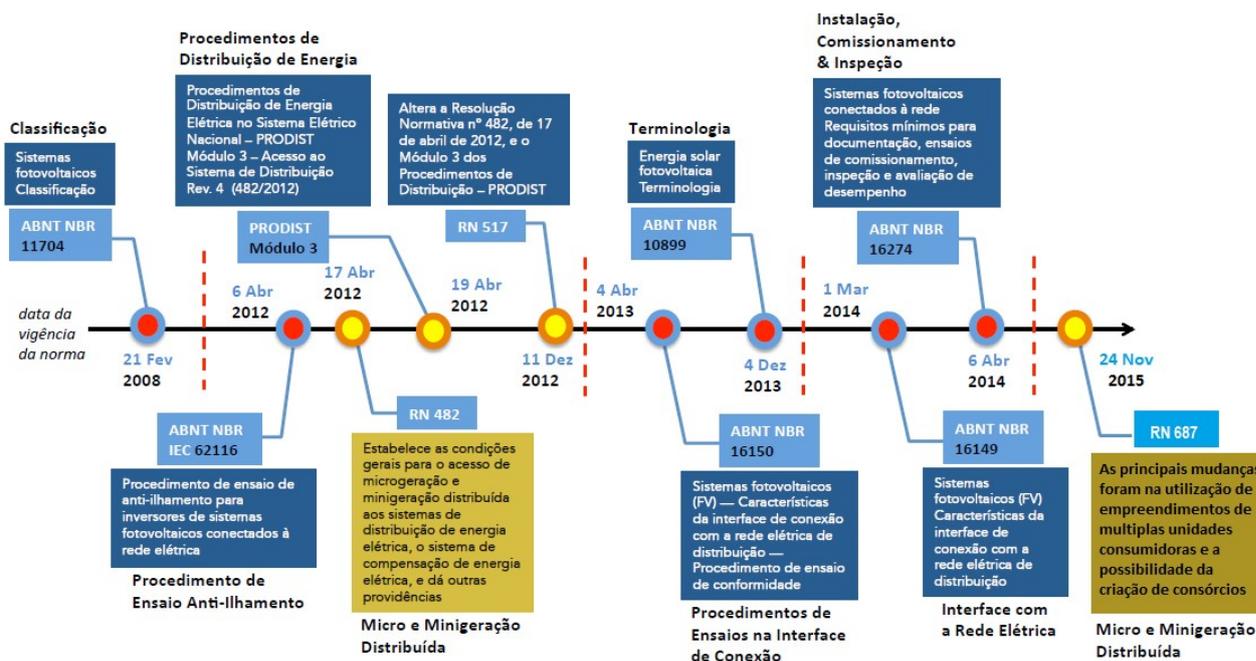


Figura 2 - Ilustração dos principais acontecimentos acerca da geração distribuída

Fonte: Adaptado de Lima (2014)

## 2.2. CERTIFICAÇÃO DE INVERSORES

### 2.2.1. Normas Técnicas Aplicáveis à Inversores

A crescente demanda mundial e nacional por sistemas fotovoltaicos conectados à rede requer que diversas questões técnicas devam ser avaliadas como as qualidades da energia injetada na rede, proteção contra surtos de tensão e requisitos de conexão devem ser padronizadas. Devido a estas necessidades, surge então a criação de normas técnicas e de certificação para os equipamentos utilizados em sistemas SFVCR e SFVI. A certificação é um mecanismo que visa garantir a qualidade dos equipamentos, e que estes não irão causar problemas aos usuários e nem à rede elétrica.

O elemento principal de conexão do sistema fotovoltaico com a rede é o inversor, equipamento responsável pela qualidade da energia injetada na rede. Logo, a certificação desse equipamento deve garantir que ele trabalhe sincronizado e dentro das faixas de tensão e frequência da rede a qual está conectado, injetando energia com qualidade e que não trabalhe em ilha, atenda a padrões mínimos de proteção e possua as especificações apresentadas pelo fabricante. Além das

exigências técnicas envolvidas na certificação dos inversores, este equipamento deve apresentar uma eficiência mínima, e a partir dela, os inversores podem ser qualificados quanto à sua eficácia de conversão de energia solar em elétrica (PINTO NETO, 2012).

A Tabela 1 traz as normas técnicas nacionais e internacionais aplicáveis aos inversores conectados à rede.

**Tabela 1 - Normas Técnicas aplicáveis aos inversores**

<b>Norma Técnica</b>	<b>Ano</b>	<b>Descrição</b>
ABNT NBR 16149	2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
ABNT NBR 16150	2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.
ABNT NBR IEC 62116	2012	Procedimento de ensaio anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
IEC 6100-3-3	2013	<i>Electromagnetic compatibility (EMC) - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current <math>\leq 16</math> A per phase and not subject to conditional connection.</i>
IEC 6100-3-5	2009	<i>Electromagnetic compatibility (EMC) - Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 75 A.</i>
IEC 6100-3-11	2000	<i>Electromagnetic compatibility (EMC) - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current <math>\leq 75</math> A and subject to conditional connection .</i>

**Fonte: o autor**

### 2.2.2. Programa Brasileiro de Etiquetagem

Em 1984 o INMETRO iniciou a discussão sobre a criação de programas de avaliação da conformidade com foco no desempenho energético, com a principal finalidade de contribuir para a racionalização do consumo de energia no Brasil por meio da prestação de informações sobre a eficiência energética dos equipamentos

no mercado nacional, desta forma o consumidor final pode tomar uma decisão acerca de produtos mais eficientes. O conteúdo das etiquetas (Figura 3) ajuda a equilibrar a relação de consumo, diminuindo a assimetria de informação existente entre quem compra e quem vende. Os consumidores geralmente não possuem conhecimento especializado sobre os produtos que adquirem e muitas vezes apresentam dificuldade de identificar aqueles que são os mais econômicos.

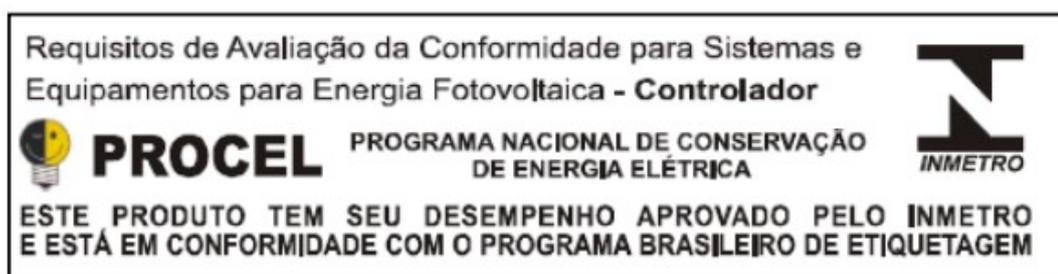


Figura 3 - Etiqueta Procel para inversores e controladores

Fonte: Inmetro (2016)

No caso específico dos programas de etiquetagem com foco na classificação de eficiência energética, sua importância está ligada às metas brasileiras de economia de energia. O Plano Nacional de Eficiência Energética (PNE) reforça as diretrizes do PNE 2030, que estabelece uma meta de 10% de redução no consumo energético por meio de ações de eficiência energética.

A instalação de sistemas fotovoltaicos tem sido favorecida por leis e resoluções que estabelecem condições e procedimentos para fornecimento de energia elétrica por meio de tais sistemas. Entre as determinações legais, há uma na qual os componentes dos sistemas fotovoltaicos devem ser submetidos a ensaios de aceitação e qualificação realizados pelo PBE do INMETRO, reconhecido pela ANEEL para verificação da conformidade técnica desses equipamentos. O regulamento específico do PBE para etiquetagem de componentes de sistemas fotovoltaicos aplica-se á:

- Módulo fotovoltaico;
- Controlador de carga e descarga;
- Inversor CC-CA para sistemas isolados;
- Inversor CC-CA para sistemas conectados à rede elétrica;
- Acumuladores de energia (Baterias).

O PBE, por meio da Portaria INMETRO N° 004, de 04 de janeiro de 2011, também elaborou um regulamento específico para o uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Elétrica (ENCE) em sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica.

A ENCE, (Figura 4) tem por objetivo transmitir aos consumidores informações úteis relativas aos produtos que pretendem adquirir. Os procedimentos de qualificação e aceitação utilizados pelo PBE visam do ponto de vista da tecnologia, garantir maior confiabilidade e robustez aos sistemas fotovoltaicos e, do ponto de vista dos usuários finais informações que lhes permitam avaliar a eficiência dos equipamentos utilizados para energia solar.

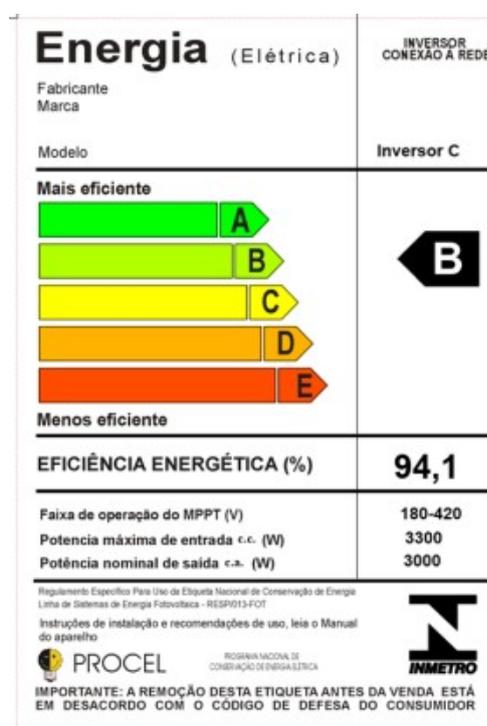


Figura 4 - Etiqueta ENCE para inversores conectados à rede elétrica

Fonte: Inmetro (2016)

A etiqueta é o selo de conformidade que evidencia o atendimento a diversos requisitos de desempenho estabelecidos em normas e regulamentos técnicos, dependendo do critério de desempenho avaliado, ela recebe nomes diferentes quando a principal informação é a eficiência energética do produto, por exemplo, ela se chama Etiqueta Nacional de Conservação de Energia, e classifica os produtos em faixas coloridas que variam da mais eficiente (A) à menos eficiente (E), além de fornecer outras informações relevantes (INMETRO, 2016 a).

### 2.2.3. Registro de Produtos no INMETRO

O Registro é parte da Resolução Conmetro nº 05, de 06 de maio de 2008, é o ato pelo qual o INMETRO autoriza, na condição de órgão regulamentador ou em decorrência de competência que lhe seja delegada e condicionada à existência do Atestado de Conformidade, a utilização do selo de identificação da conformidade neste caso, a ENCE e a comercialização do objeto. O Registro é aplicável aos objetos com conformidade avaliada compulsoriamente, com base em regulamentos emitidos pelo INMETRO, este registro deve ser solicitado pelo fabricante ou importador através do sistema ORQUESTRA, utilizado para cadastro do fabricante ou importador e principal ferramenta de envio de documentos para análise.

Para efetivar o registro, o fabricante ou importador deverá acessar e efetuar o cadastro no sistema ORQUESTRA, disponível na internet no sítio do INMETRO e anexar os seguintes documentos:

- 1) Cópia do contrato social do fornecedor responsável pelo registro;
- 2) Termo de compromisso da avaliação da conformidade assinado pelo representante legal responsável pela comercialização dos modelos etiquetados no país;
- 3) Relatórios dos ensaios realizados em laboratórios acreditados;
- 4) Modelo das etiquetas que serão apostas aos produtos;
- 5) Outros documentos que sejam solicitados adicionalmente pela equipe responsável pelo registro com o objetivo de garantir a segurança das informações recebidas, como exemplo, a cópia autenticada do documento de identificação do representante legal, no caso de importador que represente os interesses de empresa estrangeira no Brasil.

Depois de solicitado os registros poderão ser feitas as alterações, inclusões e exclusões de modelos mediante justificativas a serem descritas no campo correspondente no sistema (INMETRO, FAQ, s.d.).

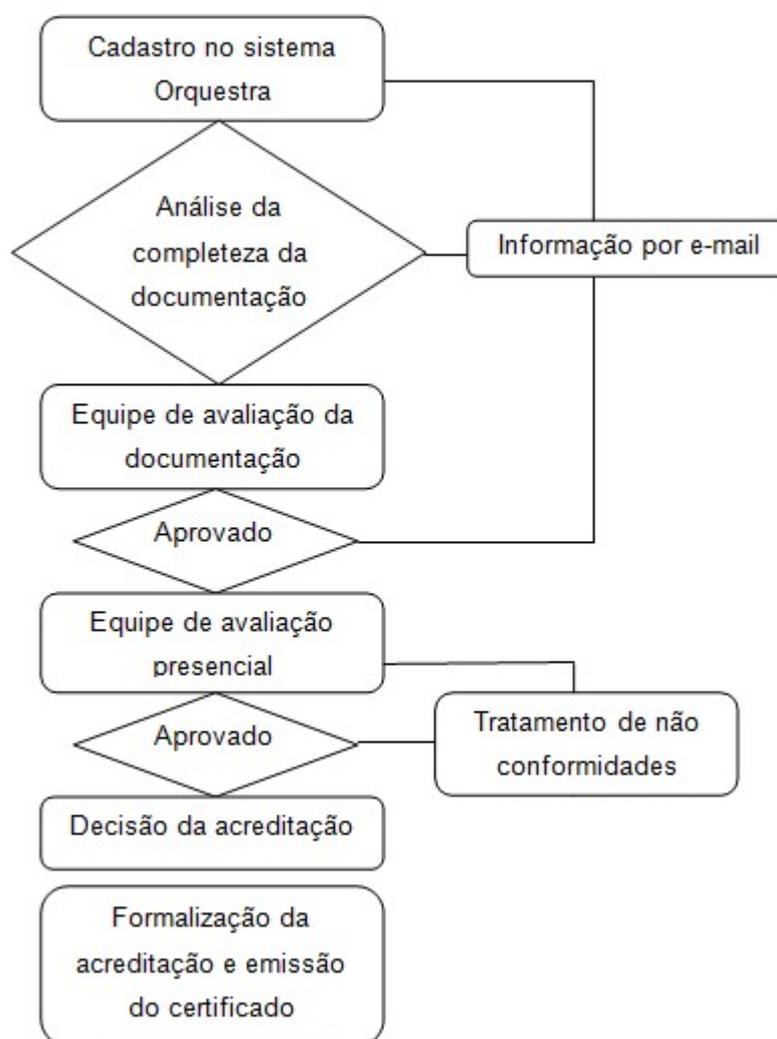
#### 2.2.4. Laboratório Acreditado

A acreditação é o reconhecimento formal concedido por um organismo autorizado de que a entidade foi avaliada, segundo guias e normas nacionais e internacionais e possui competência técnica e gerencial para realizar tarefas específicas de avaliação de terceira parte, tornando importante o reconhecimento desta competência e capacitação para executar a certificação de um produto, processo, serviço ou sistemas de gestão incluindo pessoas, além das inspeções e realização de ensaios. Nesse esquema o órgão acreditador atesta e reconhece a conformidade de um sistema de gestão, produto, processo, serviço ou pessoal (INMETRO, 2017).

Os testes em inversores devem ser realizados em ambiente acreditado, ou seja, no qual os procedimentos organizacionais e estruturais cumprem o exigido pela norma ISO/IEC 17025. Para os ensaios em equipamentos fotovoltaicos, a descrição segue o estabelecido pelas portarias Inmetro e para os ensaios em sistemas fotovoltaicos utilizam-se procedimentos próprios, uma vez que o INMETRO ainda não definiu a sequência de testes para certificação do sistema fotovoltaico como um todo. Tais testes analisam o funcionamento global de um sistema fotovoltaico, denominam-se ensaios de operacionalidade e disponibilidade energética. Esta análise considera todos os seus elementos conectados entre si formando um gerador fotovoltaico, equipamento para condicionamento de potência, constituído por condutores, quadro elétrico e elementos seccionamento e proteção (MOCELIN, 2014).

A CGCRE é o órgão nacional que concede acreditação para laboratórios que realizam serviços de calibração e ou ensaios em instalações permanentes, móveis ou de clientes. No caso de uma organização possuir mais de uma instalação permanente, em diferentes endereços, cada uma dessas instalações deve ser acreditada individualmente. A acreditação de laboratórios de ensaio é concedida para um determinado produto, segundo uma norma, regulamento, resolução ou procedimento desenvolvido pelo próprio laboratório em que é estabelecida uma metodologia utilizada. O laboratório requerente deve apresentar toda a documentação através do sistema ORQUESTRA e na falta de algum documento é concedido um prazo para a complementação da documentação.

Após a etapa de completudeza da documentação a CGCRE determina uma equipe de avaliação que analisa toda a documentação encaminhada, com base nos requisitos por ela estabelecidos. Sendo constatadas não conformidades, estas serão registradas em relatórios e encaminhados através de email para a implementação das ações corretivas (INMETRO, 2016). Na Figura 5 é ilustrado um fluxograma para solicitação da acreditação de laboratório.



**Figura 5 - Fluxograma para análise e emissão da acreditação**

Fonte: Adaptado de Inmetro (2016)

Pode ser solicitado o envio de documentos adicionais complementares com o intuito de esclarecer detalhes e auxiliar a equipe na preparação da avaliação no local. A avaliação inicial consiste de uma visita da equipe às instalações do laboratório com o objetivo de verificar por meio de evidências objetivas:

- 1) A implementação do sistema de gestão da qualidade estabelecido no Manual da Qualidade e na documentação associada, que deve atender aos requisitos da acreditação pela norma ISO/IEC 17025;
- 2) A competência técnica do laboratório para realizar os serviços para os quais solicitou a acreditação.

#### 2.2.5. Laboratórios Designados e Estrangeiros

No âmbito do Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade (SBAC), a designação é restrita aos casos onde e por qualquer motivo, não existe um número mínimo de organismos ou laboratórios acreditados para que o programa se materialize. Cabe então à autoridade regulamentadora designar, preferencialmente tomando como pré-requisito a acreditação do laboratório. Nestes casos a designação deve exigir que o organismo designado alcance sua acreditação em um período máximo preestabelecido. Ocasionalmente a designação é associada à inexistência de alguma organização ou em situações especiais, como por exemplo, a infraestrutura necessária para a avaliação de um produto a curto prazo (INMETRO, 2017).

De acordo com Artigo. 3º da portaria INMETRO N° 357/2014, é possível realizar os ensaios em laboratórios estrangeiros, desde que sejam observadas e documentadas a equivalência do método de ensaio e a metodologia de amostragem estabelecida. Nestes casos, os laboratórios deverão ser acreditados pelo Inmetro ou por um organismo que seja signatário de um acordo de reconhecimento mútuo do qual o Inmetro também faça parte, como o *Interamerican Accreditation Cooperation* (IAAC) e o *International Laboratory Accreditation Cooperation* (ILAC).

Existem centros de pesquisas internacionais que fazem parte deste acordo de reconhecimento mútuo e que estão aptos a executar os ensaios para a certificação dos inversores fabricados no Brasil, ao todo são 17 unidades localizadas nos Estados Unidos, Japão, Itália, Índia, Taiwan, Alemanha e China. Além dos inversores, estão contemplados também painéis solares, inversores utilizados em SFVI e controladores de carga (INMETRO, 2016).

### 2.2.6. Avaliação da Conformidade

O processo acelerado de globalização atual, embora necessário e imprescindível para as relações de comércio internacionais, traz aspectos estratégicos que devem ser permanentemente avaliados neste contexto de qualidade e competitividade, onde a questão técnica torna-se, também, uma questão estratégica, situa-se o tema denominado Avaliação da Conformidade.

No Brasil, o INMETRO, entidade executiva do Governo Federal, é o gestor do SBAC, obedecendo às políticas públicas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO) que, por sua vez, é tecnicamente assessorado pelo Comitê Brasileiro de Avaliação da Conformidade (CBAC). Na área de Avaliação da Conformidade, o INMETRO é o único acreditador oficial do estado Brasileiro, seguindo a tendência internacional atual de apenas um acreditador por país ou economia, é reconhecido internacionalmente como o organismo de acreditação brasileiro pelo *International Accreditation Forum* (IAF).

De acordo com a Norma Brasileira ABNT NBR ISO/IEC 17000:2005, esta passou a ser a melhor forma para apresentação dos conceitos, definições, vocabulário e princípios gerais da Avaliação da Conformidade. Segundo esta norma, a Avaliação da Conformidade é a “demonstração de que os requisitos especificados relativos a um produto, processo, sistema, pessoa ou organismo são atendidos”.

A avaliação da conformidade busca atingir dois objetivos fundamentais: em primeiro lugar, deve atender preocupações sociais, estabelecendo com o consumidor uma relação de confiança de que o produto, processo ou serviço está em conformidade com requisitos especificados. Por outro lado, não pode tornar-se um ônus para a produção, portanto não deve envolver recursos maiores do que aqueles que a sociedade está disposta a investir (INMETRO, 2017).

### 2.3. INVERSORES CC-CA

Os inversores CC-CA tem como principal função converter uma tensão de entrada CC em uma tensão de saída CA simétrica de amplitude e frequência desejada, a tensão de saída pode ser fixa ou variável em uma frequência também fixa ou variável. Uma tensão variável de saída pode ser obtida variando-se a amplitude da tensão CC de entrada e mantendo-se o ganho do inversor constante.

Por outro lado se a tensão CC de entrada for fixa e não controlável, uma tensão variável de saída pode ser obtida pela variação do ganho do inversor a qual é normalmente realizada pelo controle de modulação por largura de pulso PWM (*Pulse Width Modulation*). O ganho do inversor pode ser definido como a relação entre a tensão de saída CA e a tensão de entrada CC (RASHID,1999).

### 2.3.1. Inversores Utilizados em SFVCR

A operação do SFVCR está estritamente associada à configuração utilizada e principalmente ao tipo do inversor, os inversores podem ser divididos basicamente em dois grupos: os comutados pela rede elétrica e os autocomutados, com transformadores ou sem transformadores, assuntos estes explicado em maiores detalhes nos próximos tópicos deste estudo.

O elemento que condiciona a potência fotovoltaica para sua posterior injeção na rede elétrica é o inversor.

As estratégias de operação dos SFVCR estão estritamente associadas à configuração utilizada e ao tipo do inversor empregado, neste tipo de aplicação o inversor não funciona somente com um sistema de condicionamento de potência de saída do gerador fotovoltaico, mas atua como controle do sistema e como meio através do qual a potência elétrica gerada flui para a rede elétrica da distribuidora. Esse equipamento geralmente utiliza a tensão e a frequência da rede como parâmetros de controle para assegurar que a saída do SFVCR esteja totalmente sincronizada com a tensão da rede elétrica.

Uma das vantagens é que os inversores utilizados em conexão à rede são construídos sem a preocupação de suportar grandes surtos muitas vezes requeridos pelas cargas, como acontece em sistemas isolados à rede. Isso se deve ao fato de que a rede elétrica atenderá aos surtos de carga solicitados, contudo um bom dimensionamento do inversor é fundamental. O inversor deve ser cuidadosamente especificado em função da saída do gerador fotovoltaico e dos parâmetros que fazem a interface com a rede elétrica (MACEDO, 2004).

### 2.3.2. Evolução dos Inversores

Um dos aspectos mais importantes na evolução dos inversores sempre esteve relacionado às perdas de conversão CC-CA, uma importante fonte de perdas neste tipo de equipamento está associada ao transformador. Vários estudos revelaram que a retirada do transformador sob as mesmas condições, pode proporcionar um incremento na eficiência de até 2% (BONN, 2002).

O desenvolvimento dos inversores está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente os semicondutores) como das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram meras adaptações de circuitos já existentes, os circuitos modernos foram desenvolvidos levando em conta a complexidades e exigências de sua aplicação.

Desta forma, no decorrer de poucas décadas as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram até chegar a valores de 98% para alguns inversores *transformerless* comerciais e a 99% para protótipos de laboratórios.

Em um primeiro momento os inversores necessitavam de geradores constituídos de várias associações e com muitos módulos. Os inversores trifásicos eram geralmente comutados pela rede e usavam tiristores, já os monofásicos de pequeno porte eram comumente projetados como um dispositivo autocomutado com separação galvânica feita por transformadores de alta frequência, que necessita de um número significativo de componentes e que de certa forma compromete a confiabilidade e o valor final do equipamento.

Na Figura 6 é ilustrado o circuito simplificado para um inversor com transformador de alta frequência (MACEDO, 2004).

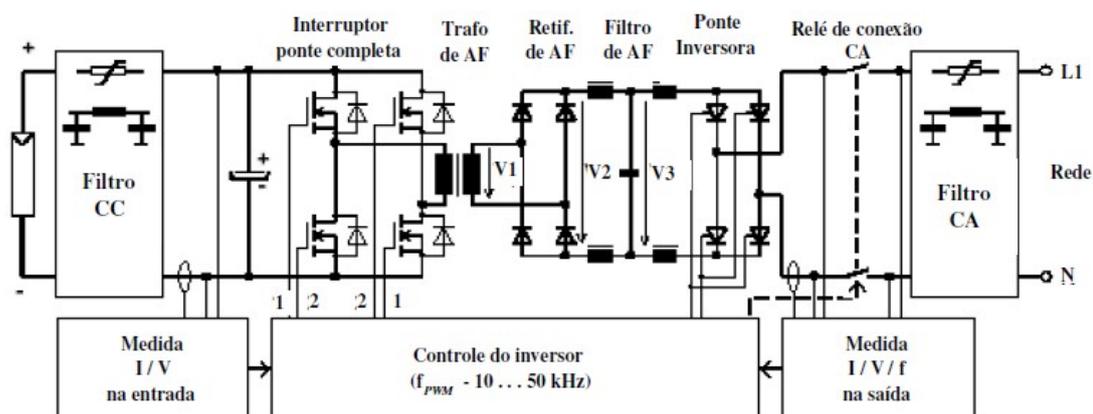


Figura 6 - Circuito simplificado para inversor com transformador de alta frequência

Fonte: Macedo (2004)

Segundo Macedo (2004), por volta de 1995 novos inversores sem transformador surgiram no mercado, na Figura 7 é mostrado um circuito de um inversor sem a presença do transformador.

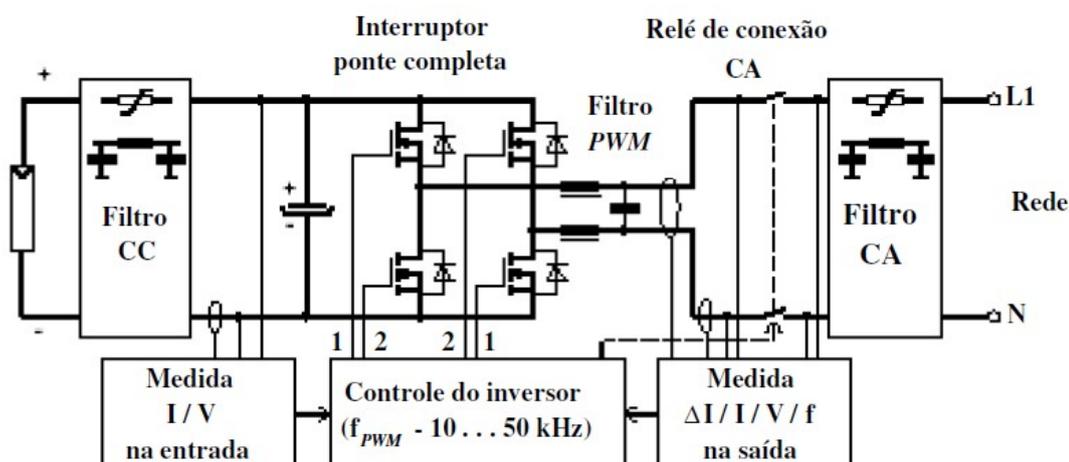


Figura 7 - Circuito simplificado de um inversor sem o transformador

Fonte: Macedo (2004)

O uso de transformadores nos inversores sempre foi um tema discutido, pois a inclusão ou não deste equipamento depende da necessidade de aterramento do sistema. Em alguns países, o aterramento do gerador fotovoltaico é obrigatório, fazendo com que seja necessária a isolação galvânica entre os lados em corrente contínua e corrente alternada, obtida através da inserção de um transformador, seja ele na frequência da rede ou em alta frequência. Por outro lado, a inserção desse dispositivo diminui a eficiência global de conversão, além de tornar o inversor mais caro, volumoso e pesado.

A Tabela 2 traz as vantagens e desvantagens dos inversores com e sem transformador.

**Tabela 2 – Vantagens e desvantagens dos inversores com e sem transformador**

	<b>Com transformador</b>	<b>Sem transformador</b>
Vantagens	Lado CC e CA são isolados galvanicamente; Possibilidade de trabalhar com tensões CC baixas; Redução de IEM <sup>1</sup> ;	Possibilidade de trabalhar com tensões CC altas; Aumento da eficiência; Redução de peso e volume;
Desvantagens	Perdas ôhmicas e magnéticas no transformador; Aumento do peso e volume Maior custo;	Necessidade de utilizar dispositivos de proteção adicionais; Aumento de IEM <sup>1</sup> ;

<sup>1</sup> IEM – Interferências eletromagnéticas

**Fonte: Pinto Neto (2012)**

### 2.3.3. Inversores Comutados Pela Rede

Os primeiros inversores para conexão à rede utilizavam tiristores como elementos de chaveamento. Tiristores são dispositivos semicondutores de três terminais (ânodo, cátodo e *gate*), capazes de suportar altas tensões e correntes. Se a tensão do anodo for positiva em relação ao cátodo, o dispositivo é posto em condução pela aplicação de um pulso positivo entre *gate* e catodo.

Uma vez em condução o dispositivo permanece nesse estado indefinidamente, e independente do sinal aplicado ao *gate*. Um tiristor após disparado só é levado ao corte quando a corrente que flui através dele for inferior à chamada corrente de manutenção de condução, ou quando houver uma inversão de polaridade entre ânodo e cátodo. Como a troca do estado de condução para o estado de corte é controlado pelo circuito de potência, inversores a tiristor são chamados de Inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede (Figura 8). Apesar de robustos e simples, sua baixa qualidade de tensão e corrente de saída devido à alta quantidade de harmônicos, requer o uso de filtros complexos e onerosos. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento, a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e hoje é restrita a unidade de alta potência (acima de 100 kW) (GOETZBERGER; HOFFMAN, 2005).



Figura 8 - Topologia dos inversores comutados e autocomutados

Fonte: Rampinelli (2010)

#### 2.3.4. Inversores Autocomutados

Nos inversores autocomutados os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em condução ou em corte em qualquer instante do ciclo através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs, estes dispositivos operam em PWM, o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída (GOETZBERGER; HOFFMAN, 2005).

Os inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de corrente *Current Source Inverter* (CSI) ou fonte de tensão *Voltage Source Inverter* (VSI) ambos os circuitos estão apresentados na Figura 9.

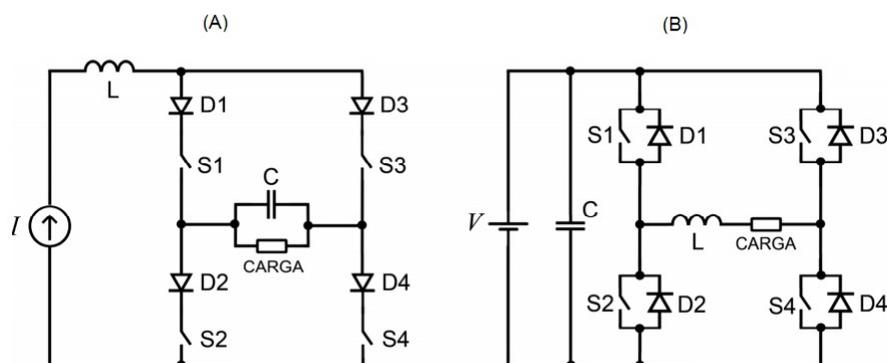


Figura 9 - Inversores fonte de corrente CSI (a) fonte de tensão VSI (b)

Fonte: Goetzberger; Hoffman (2005)

Na configuração VSI, a mais empregada em sistemas de conversão fotovoltaica, o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo de qual a grandeza de saída utilizada como referência. Devido a sua estabilidade diante de perturbações na rede e facilidades no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado pela maioria dos modelos de fabricantes.

O controle por tensão é utilizado principalmente em inversores para sistemas autônomos, mas também por alguns fabricantes de inversores conectados à rede.

Os inversores para conexão à rede podem ter um ou dois estágios. Os que possuem um estágio tem por principal característica a robustez e a alta eficiência devido ao reduzido número de componentes. Por outro lado, no caso de um inversor *transformerless* a tensão CC de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, ligeiramente superior ao valor de pico da rede CA ou o dobro desta, dependendo da configuração da ponte inversora. Os inversores de dois estágios possuem barramento intermediário de corrente contínua com um conversor CC-CC (normalmente elevador) precedendo a seção inversora propriamente dita. Este estágio adicional possibilita a aceitação de uma gama maior de tensões de entrada e se incluir um transformador de alta frequência, haverá a vantagem adicional da isolamento galvânica entre os lados de corrente contínua e alternada (GOETZBERGER; HOFFMAN, 2005).

## 2.4. CARACTERÍSTICAS DE ENSAIOS

### 2.4.1. Anti Ilhamento

Segundo Vieira Júnior (2006), Ilhamento é uma condição na qual parte da instalação elétrica, contendo carga e gerador fica isolado do restante da rede elétrica, esta é uma situação que as distribuidoras de energia elétrica devem evitar. Dá-se o nome ilhamento intencional à situação em que uma ilha é criada intencionalmente pela distribuidora para isolar partes da rede elétrica em uma manutenção da rede, por exemplo. Uma ilha não intencional, entretanto, ocorre quando um segmento da rede, contendo somente a geração de uso privado e a carga, está fora do controle da distribuidora.

Normalmente o inversor detecta a ausência da energização pela distribuidora e interrompe imediatamente a produção de energia. Ocorre que quando a rede pública está provendo pouca energia, torna-se difícil a detecção de um ilhamento, podendo ocorrer vários danos aos equipamentos pelo fato da geração estar fora do controle da distribuidora e operar fora das condições normais de tensão e frequência. Os equipamentos tanto do cliente quanto da distribuidora podem ser danificados se a rede for religada com a ilha fora de sincronismo. Linhas energizadas apresentam altos riscos aos trabalhadores da distribuidora, que desavisados acreditam que a rede está sem tensão (VIEIRA JÚNIOR, 2006).

Como a operação em ilha pode originar problemas de segurança, sua ocorrência deve ser evitada. Para tal, diversos métodos de detecção de ilhamento foram desenvolvidos. Os métodos podem ser divididos em três categorias conforme a Tabela 3.

**Tabela 3 – Métodos de detecção de ilhamento e suas características**

<b>Método</b>	<b>Características</b>
Passivo	São aqueles baseados apenas na observação de variáveis como tensão e frequência no ponto de conexão do inversor.
Ativo	São aqueles que geram uma perturbação e observam o comportamento do sistema a fim de detectar um possível ilhamento.
Métodos externos ao inversor	São aqueles que utilizam dispositivos externos para a desconexão do inversor, e/ou o comando de desconexão é originado externamente.

**Fonte: o autor**

Na Figura 10 é apresentado um circuito genérico de um SFVCR, no qual se pode observar o fluxo de potência utilizado para a formação do plano de representação da zona escura de detecção (Figura 11). Pode-se notar que a carga do circuito é uma carga RLC paralela, a qual é normalmente utilizada em ensaios de anti-ilhamento, é a carga que mais promove mais zonas escuras de detecção dentre os métodos de anti-ilhamento utilizados atualmente (BOWER; ROPP, 2002).

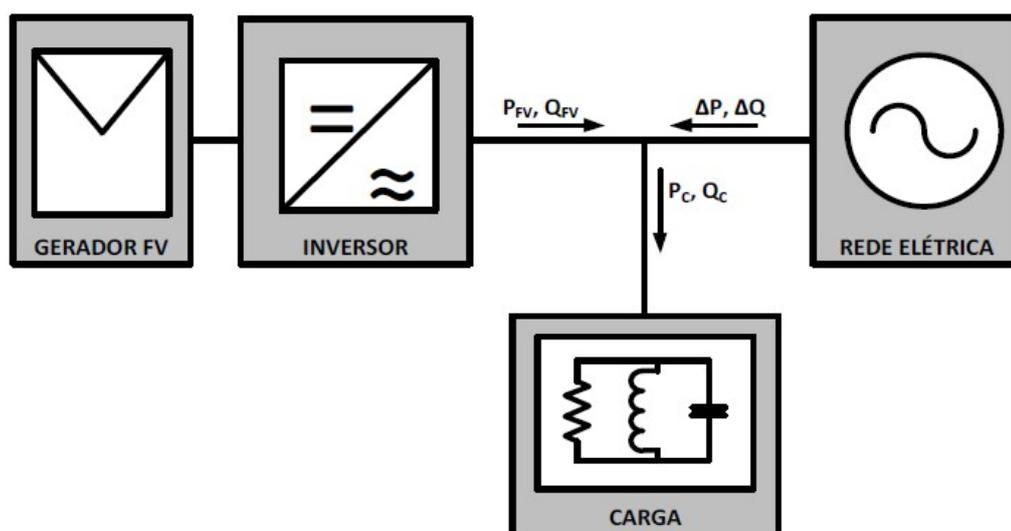


Figura 10 - Circuito genérico de um SFVCR

Fonte: Pinto Neto (2012)

A zona escura de detecção, em inglês *Non Detection Zone* (NDZ) é uma faixa de valores de carga, na qual é possível ocorrer a operação em ilha. A zona escura de detecção pode ser representada por um plano (Figura 11), em que os eixos são as diferenças de potência entre uma carga 100 % casada com a geração proveniente do inversor e a carga atual ( $\Delta P$ ,  $\Delta Q$ ).

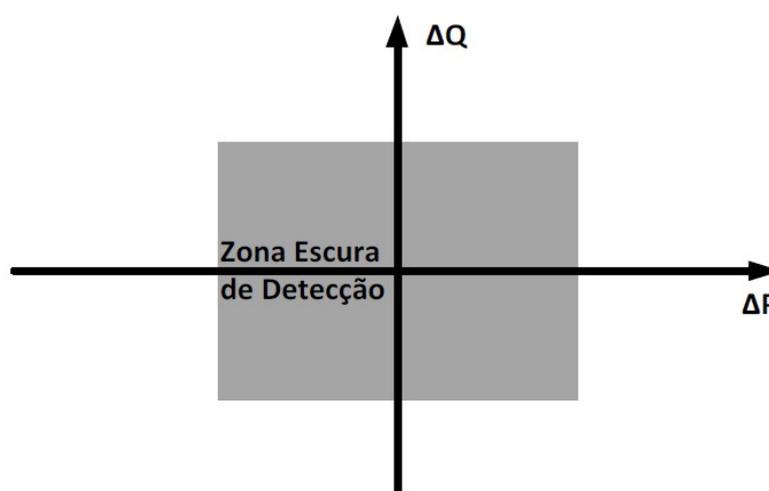


Figura 11 - Fluxo de potencia para a detecção da zona escura

Fonte: Pinto Neto (2012)

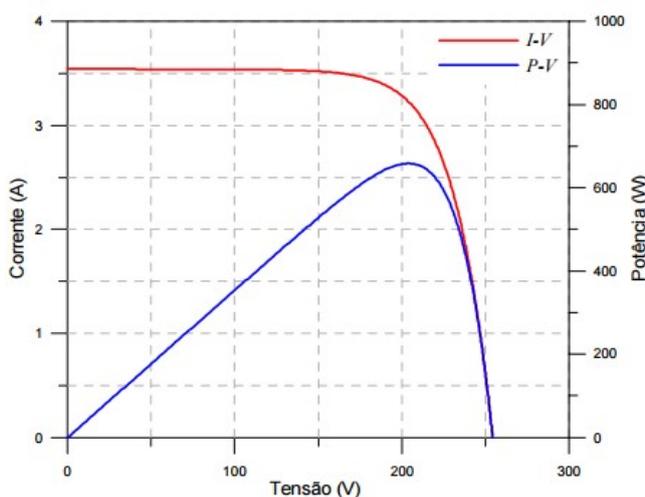
Os inversores fotovoltaicos devem ser capazes de cessar sua operação em um curto intervalo de tempo. A norma IEEE 1547 determina que a proteção deva estar presente em todos os sistemas de GD, já a norma ABNT NBR IEC

62116:2012, descreve em detalhes o procedimento de ensaio anti-ilhamento para inversores conectados à rede elétrica (SILVA, 2016).

#### 2.4.2. Seguimento do Ponto de Máxima Potência

Segundo Prieb (2011), quando um arranjo fotovoltaico estiver submetido à irradiância uniforme (sem sombreamentos parciais) e não contiver células ou módulos defeituosos, sua curva característica terá o formato da Figura 12 apresentando um único ponto com derivada nula, este ponto particular da curva é o chamado Ponto de Máxima Potência (PMP), no qual o produto da tensão *versus* corrente tem o seu valor máximo.

É sabido que os valores de Corrente de Máxima Potência ( $I_{MP}$ ) e Tensão de Máxima Potência ( $V_{MP}$ ) são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e de temperatura de célula (principalmente a tensão). Embora as variações de temperatura de célula sejam tipicamente mais lentas, a irradiância pode apresentar mudanças drásticas em questão de segundos, como resultado da passagem de nuvens.

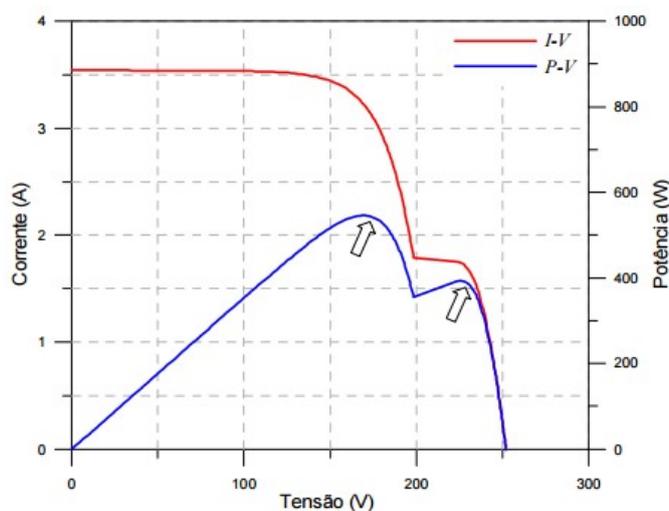


**Figura 12 - Curva característica do arranjo fotovoltaico**

**Fonte: Prieb (2011)**

Da mesma forma, sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, além de folhas e outros detritos depositados sobre a superfície dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador

fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais como mostrado na Figura 13.



**Figura 13 - Curva característica do gerador devido a sombreamentos**

**Fonte: Prieb (2011)**

Assim sendo, é conveniente que haja um mecanismo que detecte continuamente as modificações na curva característica e atue sobre a eletrônica do inversor, de modo a manter o arranjo fotovoltaico polarizado na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas que ocorreriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Este processo é o chamado seguimento do ponto de máxima potência MPPT. Um seguidor de máxima potência deve atender as seguintes características:

- 1) Precisão: medidas de tensão e corrente de qualidade;
- 2) Eficácia: capaz de encontrar a potência máxima mesmo com a ocorrência de máximos locais;
- 3) Rapidez: adaptar-se às variações bruscas de irradiância causadas por nuvens passageiras, por exemplo.

Um dispositivo de seguimento de máxima potência pode ser dividido em dois blocos básicos: uma seção de controle e uma seção de potência.

No caso de inversores de dois estágios, a seção de potência consiste geralmente em um conversor CC-CC em modo chaveado. Para um inversor de único estágio a seção de potência do SMP é a própria ponte inversora e a conversão será forçada do tipo redutora, isto implica que no caso de inversores *transformerless* o

gerador fotovoltaico deverá ter uma tensão de operação mínima superior ao valor de pico a pico da tensão da rede CA ou o dobro desta, dependendo da topologia utilizada.

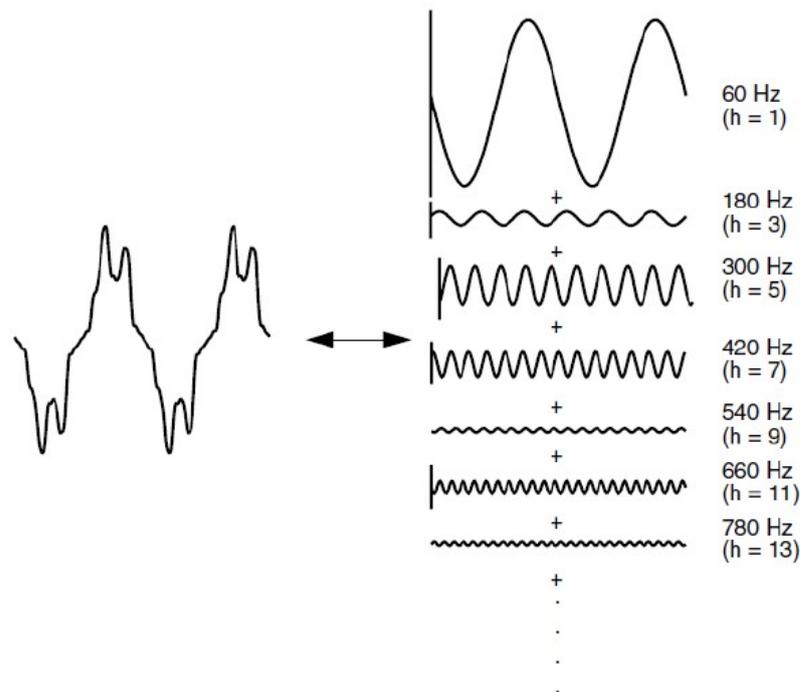
O bloco de controle do MPPT encarrega-se do ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico através de algoritmos que atuam sobre o controle eletrônico (*driver*) dos dispositivos de chaveamento do conversor CC-CC ou da ponte inversora. O algoritmo de controle tem como entrada dados instantâneos de tensão e corrente de operação do gerador fotovoltaico, além de eventualmente outros parâmetros como temperatura e irradiância. Sua implementação pode ser feita de forma analógica ou digital, através de microprocessadores ou processamento digital de sinais (PRIEB, 2011).

### 2.4.3. Qualidade de Energia em SFVCR

Atualmente existem muitas discussões sobre qualidade da energia elétrica, que em um primeiro momento pode estar focada somente nas questões da continuidade do serviço, mas à medida que equipamentos mais sofisticados são utilizados no cotidiano, outros fatores que influem na formação da forma de onda de energia elétrica passam a ser relevantes, pois a energia elétrica com baixa qualidade pode inviabilizar o funcionamento normal de diversos equipamentos eletroeletrônicos. Pode-se denominar “distúrbios” uma série de fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica, que vão desde problemas na continuidade do fornecimento; níveis de tensão; oscilações de tensão e de frequência; distorções harmônicas na tensão e na corrente; interferência eletromagnética irradiada e conduzida; entre outras (URBANETZ, 2010).

Distorção harmônica é uma área que recebe muita atenção dentro do contexto de qualidade de energia principalmente ao fato de produtores de energia utilizar equipamentos não lineares gerando cargas harmônicas em sua planta. O aumento da proporção de carga não linear levou o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) a algumas recomendações e tornando os limites mais rigorosos relacionados à incidência de harmônicas. Os problemas relatados são baixos, mas o controle das harmônicas em geração distribuída pode ajudar a aumentar a confiabilidade do sistema como um todo (DECKMANN; POMILIO, 2017).

Segundo Dugan (2002), qualquer forma de onda periódica pode ser distorcida e expressa como uma soma de senoides. Quando uma forma de onda é idêntica a ela pode ser representada como uma soma de ondas puras em que a frequência de cada é um inteiro múltiplo da fundamental, isto é chamado de um múltiplo harmônico da fundamental. A soma é referida como uma série de Fourier, nome do grande matemático que descobriu o conceito. A Figura 14 representa a soma de senoides.



**Figura 14 - Representação da distorção da forma de onda**

Fonte: Dugan (2002)

A teoria de Fourier diz que qualquer forma de onda repetitiva pode ser definida em termos da soma das formas de onda sinusoidais, que são inteiro múltiplos (ou harmônicos) da frequência fundamental, forma de onda de estado com iguais positivos e negativos em meio-ciclos, a transformada de Fourier que pode ser expressa na Equação (1) da seguinte forma:

$$f(t) = \sum_{i=0}^n A_n \sin\left(\frac{n\pi t}{T}\right) \quad (1)$$

Onde:

$f(t)$  = função no domínio do tempo;

$n$  = é o número de harmônicas ímpares;

$An$  = é a amplitude do componente harmônica de ordem  $n$ ;

$T$  = o comprimento de um ciclo em segundos.

Entende-se por Distorção da Tensão Harmônica Total (DTHT) a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens de 2 a 50. Esse conceito procura quantificar o conteúdo harmônico total existente em um determinado barramento da rede básica e é obtido conforme a expressão a seguir:

$$THD(\%) = \sqrt{(ID_1^2 + ID_2^2 + \dots ID_n^2)} \quad (2)$$

Onde:

$ID_n$  = é a magnitude da harmônica de ordem  $n$  com o percentual da fundamental;

Conhecidos os valores de tensões ou correntes harmônicas presentes no sistema, utilizam-se de procedimentos quantitativos para expressar a influência do conteúdo harmônico em uma forma de onda. Um dos mais utilizados é a “Distorção Harmônica Total” (DHT), a qual pode ser empregada tanto para sinais de tensões como para correntes, conforme Equações (3) e (4), respectivamente:

$$DHTV = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{hmax} V_h^2}{V_1^2}} X 100(\%) \quad (3)$$

$$DHTI = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{hmax} I_h^2}{I_1^2}} X 100(\%) \quad (4)$$

Onde:

$V_h$  = Valor eficaz da tensão de ordem “h”

$I_h$  = Valor eficaz da corrente de ordem “h”

$V_1$  = Valor eficaz da tensão fundamental

$I_1$  = Valor eficaz da corrente fundamental

h = Ordem da componente harmônica

Também é possível fazer a análise da Distorção Harmônica Individual para se analisar a influência de apenas uma ordem harmônica, em relação à fundamental, conforme Equações 5, para tensão ( $DHV_1$ ) e 6 para corrente ( $DHI_1$ ): (DUGAN, 2002).

$$DHV_1 = \frac{V_h}{V_1} X 100(\%) \quad (5)$$

$$DHI_1 = \frac{I_h}{I_1} X 100(\%) \quad (6)$$

Para os inversores conectados à rede existe uma interação entre o funcionamento e a qualidade da energia elétrica no ponto de conexão. Os inversores ao entregarem energia à rede injetam uma forma de onda de corrente que teoricamente deveria ser puramente senoidal, mas que dependendo do inversor e do percentual de potência que está sendo processada em relação à sua potência nominal, apresenta certo grau de distorção. Por outro lado a rede pública de baixa tensão deve possuir um grau de qualidade que permita o funcionamento dos inversores de SFVCR. Estes inversores monitoram a rede elétrica de forma a somente fornecer energia se a rede estiver presente e com suas características padrão, apesar de poucos problemas com a qualidade de energia ser relatados nestes sistemas (URBANETZ; RÜTHER, 2011).

#### 2.4.4. Fator de Forma

Segundo Zilles, et al. (2012), um conceito importante na concepção da tecnologia fotovoltaica se diz respeito ao Fator de Forma (FF), em inglês *Fill Factor* o qual define o quão próximo a curva da corrente (I) e tensão (V) está da idealidade,

ou seja, do retângulo formado com vértices em Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ ) e Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ). O FF depende das características de construção da célula fotovoltaica uma vez que este fator é sensível às resistências série paralelo da célula. Os valores típicos do FF são de 0,60 a 0,85 para as células monocristalinas e de 0,50 a 0,70 para as de silício amorfo.

Resumindo, FF é a razão entre a potência máxima e o produto da tensão de circuito aberto pela corrente de curto-circuito relativos à mesma curva característica, na forma de porcentagem é calculado pela Equação 7.

$$FF(\%) = \frac{P_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \times 100 \quad (7)$$

Onde,

$P_{MP}$ : é o ponto de máxima potência

$V_{OC}$ : é a tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico

$I_{sc}$ : é a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico

### 3 EQUIPAMENTOS, ENSAIOS E PROCEDIMENTOS

Neste capítulo, serão descritos os equipamentos necessários e as suas principais especificações técnicas bem como os procedimentos dos ensaios, objetivos e resultados esperados, incluindo esquemas, gráficos e desenhos.

Também será descrita a infraestrutura necessária para a implementação do laboratório e o levantamento dos custos dos equipamentos.

#### 3.1 EQUIPAMENTOS

##### 3.1.1 Simulador de Gerador Fotovoltaico

O Simulador de gerador fotovoltaico deve possuir a capacidade necessária para simulações em níveis de tensão e correntes elevadas, a fim de reproduzir um conjunto de células a qual constitui um ou mais painéis fotovoltaicos, deve ser capaz também de simular o tempo de resposta de um gerador fotovoltaico, não podendo suprimir o *ripple* inserido pelo inversor no lado CC quando utilizado em seu algoritmo SPMP. O equipamento deve atender as especificações da Tabela 4.

**Tabela 4 – Especificação do simulador 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 simulador 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 de 1 ms.
Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo inversor, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio.
Fator de Forma	0,25 a 0,80

Fonte: ABNT NBR 16150 (2013)

Para a simulação da energia elétrica em corrente contínua fornecida por painéis fotovoltaicos pode ser utilizada uma fonte programável, modelo TopCon Quadro, Modelo:TC.P.16.600.400.S (Figura 15) fabricada na Suíça pela Regatron AG. Esta fonte tem a função específica de sintetizar uma curva característica de corrente e tensão típica de dispositivos fotovoltaicos. Esta curva é definida através da parametrização da fonte com características elétricas de um arranjo de módulos fotovoltaicos e uma vez conectada à entrada do inversor, esta fonte comporta-se exatamente como um arranjo fotovoltaico ideal, inclusive respondendo as variações dinâmicas de irradiância e temperatura da célula.



**Figura 15 - Fonte CC programável Regatron TC.P.16.600.400.S**  
**Fonte: Regatron AG (2017)**

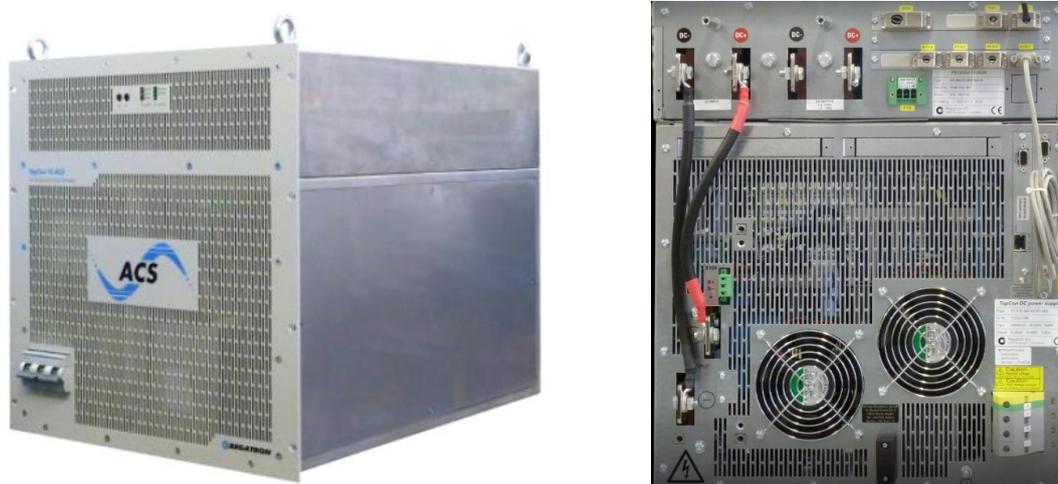
A fonte possui um software de controle “SASControl” que permite realizar programações de teste, verificar e registrar em tempo real o comportamento elétrico da entrada dos inversores, permite também a realização de ensaios estáticos com parâmetros fixos, ou ensaios dinâmicos com parâmetros variáveis no tempo.

Também é possível associar duas ou mais fontes com potências individuais, formando um *cluster* com potências elevadas.

### 3.1.2 Simulador de Rede

O simulador de rede fornece de forma programável tensão trifásica senoidal com baixa distorção harmônica, possibilitando a programação da variação da tensão e da frequência, distúrbios e harmônicas na rede. O simulador de rede fabricado pela Regatron AG, modelo TopCon TC ACS 30 kVA (Figura 16) possui alguns dos seus parâmetros programáveis:

- Programação para cada uma das fases individualmente;
- Variação de frequência até 1000Hz;
- Variação do ângulo de fase;
- Variação da amplitude;
- Mudanças de passo da frequência;
- Quedas de tensão trifásica ou para cada uma das fases;
- Tensão trifásica assimétricas;
- Harmônica e inter-harmônica superpostas e ajustáveis;
- Software dedicado para controle das funções.



**Figura 16 - Simulador de rede modelo TC ACS 30 kVA**

**Fonte: Regatron AG (2017)**

O simulador de rede TC ACS utiliza tecnologia de dupla inversão com redução de perdas de potência e operação nos 4 quadrantes com unidades de potência compacta e modular, permitindo que o usuário escolha o tamanho do sistema que necessita para a aplicação. Possibilita também ampliações da potência utilizando uma ou mais unidades com 30 ou 50 kVA.

### 3.1.3 Simulador de carga RLC

Para a execução de ensaios elétricos, como o anti-ilhamento, é necessária a utilização de um simulador de cargas Resistiva Indutiva e Capacitiva (RLC). O modelo PV-RLC385-15K (Figura 17), fabricada pela Parwa Technology, atende aos requisitos de ensaio é capaz de conectar a saída CA do inversor utilizando cargas resistivas, indutivas e capacitivas com potencia de até 15 kVAr. Com possibilidade de conectar uma combinação de cargas resistivas adicionais.



**Figura 17 - Simulador de carga RLC, Parwa modelo PV-RLC385-15K**

**Fonte: Parwa Technology (2017)**

O simulador de carga RLC PV-RLC385-15K possui resolução mínima de 1 W, para as cargas indutivas resistivas e capacitivas, pode simular exatamente a troca ocorrida entre as cargas e os dados de medição, podem ser observados em um PC com *software* próprio para programação, também possui um painel de operação e controle possibilitando dois modos de operação, manual ou pré programado. Conta com proteções contra sobreaquecimento e sobrecargas. A tecnologia adotada por esta carga possui componentes de alta performance e

resistentes ao calor gerado pelas cargas resistivas, possui um sistema de ventilação forçada para garantir o bom funcionamento durante os testes. Este simulador é aplicado a inspeções de fábrica, comissionamento de usinas solares, área de pesquisa, desenvolvimento e laboratórios de testes.

#### 3.1.4 Analisador de Potência

Um analisador de potência possui características de medição de energia elétrica em diversos dispositivos que geram, transformam ou consomem eletricidade. Também conhecidos por medidores de potência ou wattímetros, estes dispositivos medem parâmetros como tensão, corrente, potência, fator de potência e harmônicos utilizados em aplicações de eficiência energética, inversores, acionamentos de motores, iluminação, eletrodomésticos, equipamentos de escritório, fontes de alimentação, máquinas industriais entre outros. Os analisadores de potência também permitem estudos e medição para minimizar perdas de energia devido as distorções nas formas de onda e transientes da rede elétrica.

O analisador de potência WT3000, fabricado pela Yokogawa (Figura 18), é um membro da série WT projetado para atender a uma variedade de necessidades, entre elas as análises e medições dos ensaios em inversores. O equipamento possui alta precisão de medição com confiabilidade e permite que os dados de medição sejam vistos de várias maneiras, incluindo exibição de valores numéricos na tela, exibição de formas de onda e exibição de tendências.

Utilizando a função de medição ciclo a ciclo é possível adquirir dados que ocorrem quando se conecta a sistemas interligados possibilitando capturar fenômenos que mudam rapidamente (como o período de flutuações de cargas, por exemplo). O WT300 possui 06 canais de entrada e uma grande capacidade de aquisição e gravação com até 3000 dados e medições de sinais de 0,1 Hz a 1000 Hz.



Figura 18 - Analisador de potência Yokogawa WT3000

Fonte: Yokogawa INC (2017)

O analisador de potência WT3000 possui um *software* exclusivo “WTVIEWER” (Figura 19) utilizado para as análises detalhadas e precisas, incluindo a gravação dos dados obtidos durante e após os testes.

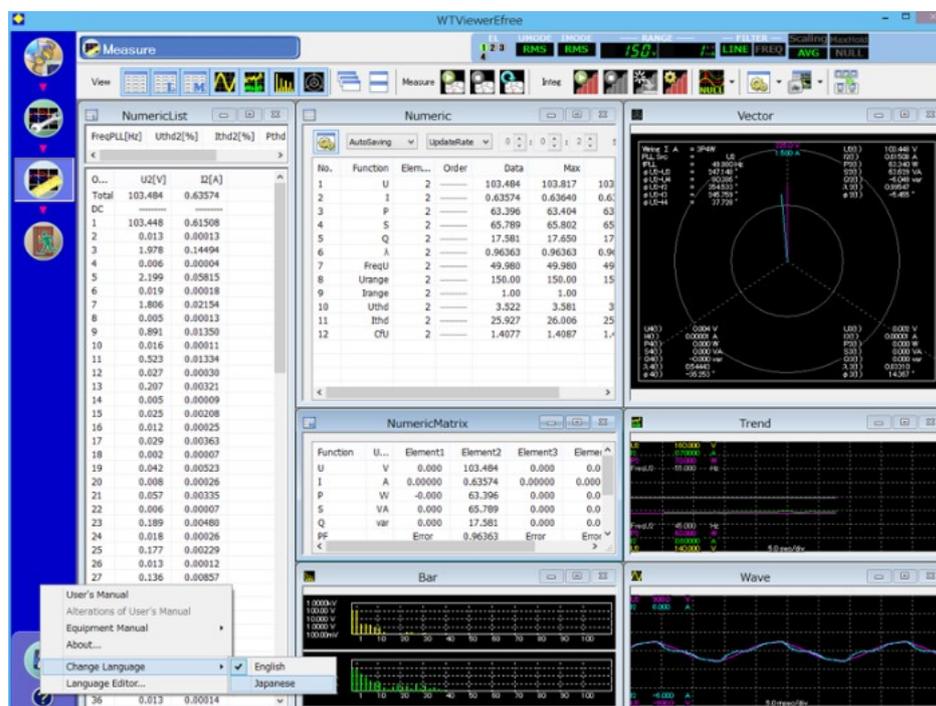


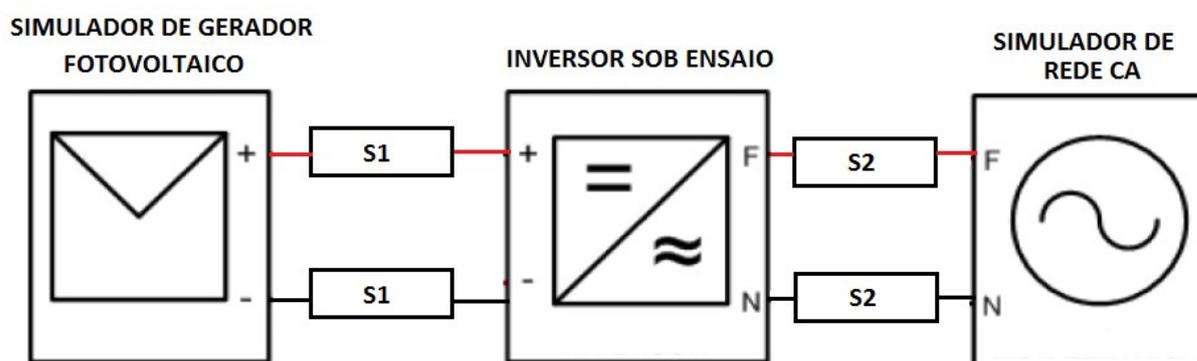
Figura 19 - Software Yokogawa WTVIEWER

Fonte: Yokogawa INC (2017)

## 3.2 ENSAIOS E PROCEDIMENTOS

### 3.2.1 Cadastro de Modelo e Verificação Inicial

O inversor sob ensaio deverá ser submetido a uma verificação inicial para comprovar seu bom funcionamento antes dos demais ensaios, nesta etapa também será realizado o cadastro de modelo referente à solicitação, conferindo as informações do manual do fabricante e etiqueta do produto com as características elétricas e informações relevantes, na Figura 20 é ilustrado o esquema de ligação para a verificação inicial.



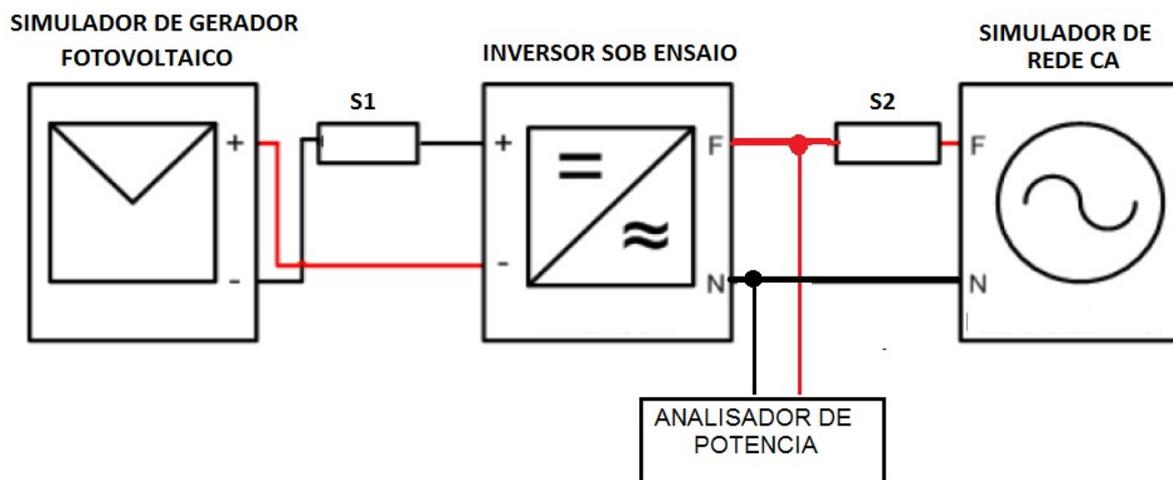
**Figura 20 - Esquema de ligação para verificação inicial**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Conectar o simulador de gerador fotovoltaico ao inversor sob ensaio obedecendo às polaridades positiva e negativa, mantendo as chaves S1 e S2 abertas, configurando o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 100 % da potência nominal ao inversor com tensão dentro da faixa de MPPT, informada pelo fabricante após conectar o simulador de rede CA na saída do inversor para absorver 100% da potência de saída CA. Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão sugerida pelo fabricante e observar o funcionamento do inversor pelo período de 5 minutos. O inversor estará apto para a realização dos demais ensaios se estiver funcionando normalmente.

### 3.2.2 Ensaio de 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 ligação invertida das polaridades positiva e negativa na entrada CC do gerador fotovoltaico.



**Figura 21 - Ligação para o ensaio de proteção contra inversão de polaridade**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Para o ensaio de inversão da polaridade, conectar o inversor sob ensaio ao simulador de gerador fotovoltaico, com a polaridade invertida, ou seja, com o terminal positivo ligado a entrada negativa e o terminal negativo na entrada positiva, conforme a Figura 21, manter as chaves S1 e S2 abertas e conectar o simulador de rede CA na saída do inversor configurando para absorver 110% da potência CA máxima do inversor com frequência de 60 Hz e tensão nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão sugerida pelo fabricante e operar nessa configuração por 5 minutos, após este período abrir as chaves S1 e S2 e verificar os fusíveis, se necessário realizar a troca dos mesmos, retornar a ligação na polaridade correta (positivo/positivo e negativo/negativo), ligar o inversor por 5 minutos e observar o correto funcionamento através de uma inspeção visual em seu *display* ou pelo analisador de potência. O inversor estará aprovado se operar normalmente pelo período de 5 minutos após o restabelecimento da polaridade correta na entrada do inversor, caso contrário estará reprovado.

### 3.2.3 Ensaio de Sobrecarga

O propósito é garantir que o inversor não será avariado em caso de uma sobrecarga na saída CA e que continuará fornecendo energia mesmo com limitação da potência de saída.

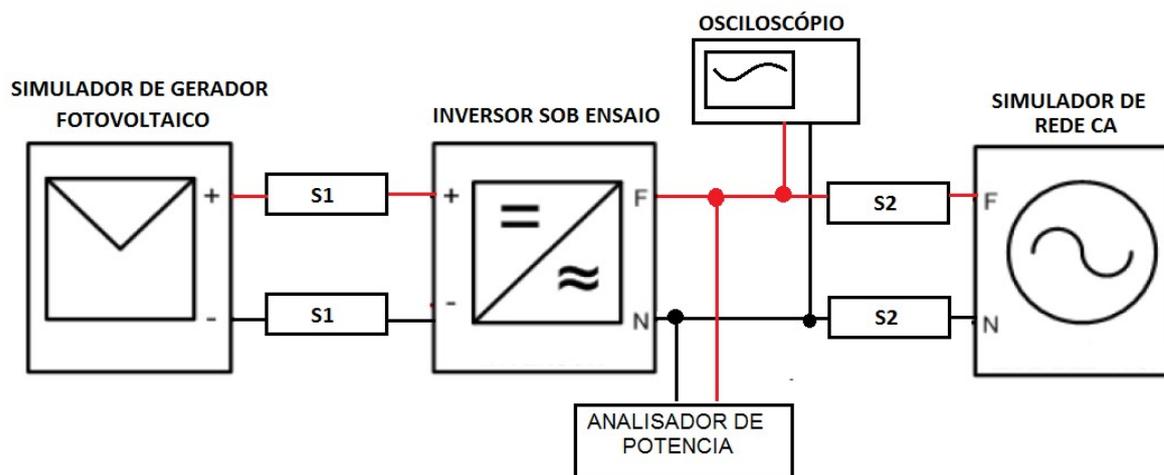


Figura 22 - Esquema de ligação para os ensaios de sobrecarga

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Conectar o simulador de gerador fotovoltaico ao inversor sob ensaio obedecendo às polaridades positiva e negativa, manter as chaves S1 e S2 abertas, após conectar os equipamentos de medição, analisador de potência e se necessário o osciloscópio, conforme a Figura 22. Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 120 % da potência CA máxima do inversor na tensão máxima de MPPT, o fator de forma escolhido pode ser arbitrário para este ensaio.

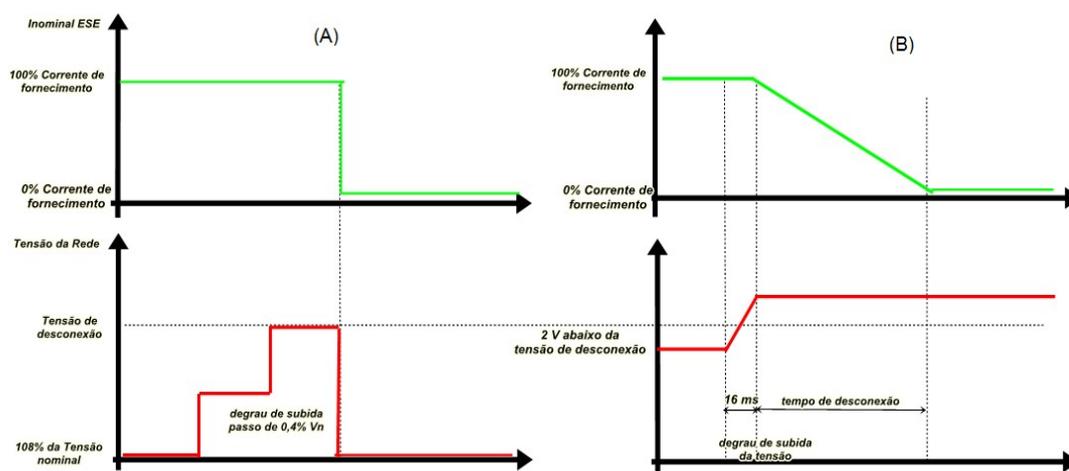
Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão sugerida pelo fabricante e operar o inversor pelo período de 15 minutos, mesmo que limite a potência de saída ou se desconecte, decorrido o período configurar o gerador fotovoltaico para fornecer 100% da potência nominal e observar se o inversor está operando de forma correta através de inspeção visual em seu *display* ou através dos equipamentos de medição. O inversor estará aprovado se continuar operando normalmente após a redução da potência de entrada, caso contrário está reprovado.

### 3.2.4 Ensaio de Sobretensão e Subtensão

A finalidade deste ensaio é garantir que o inversor interrompa o fornecimento de energia em casos de sobretensão e subtensão da rede elétrica.

Conectar o inversor sob ensaio ao simulador de gerador fotovoltaico e de rede CA conforme a Figura 22. Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer ao inversor 100 % da sua potência CA nominal, o fator de forma e a tensão CC de entrada são arbitrários. Configurar o simulador de rede para absorver 110% da máxima potência CA do inversor, a frequência de 60 Hz e com 108% da tensão CA.

Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização do MPPT, elevar a tensão do simulador de rede em passos de até 0,4% da tensão nominal de ensaio, até que o inversor sob ensaio cesse o fornecimento de corrente a rede CA, conforme Gráfico 1 (A), determinando assim a tensão máxima de desligamento, reduzir a tensão do simulador de rede para 100% da tensão nominal e aguardar a reconexão do inversor, medir e registrar o tempo entre a reenergização e a reconexão.



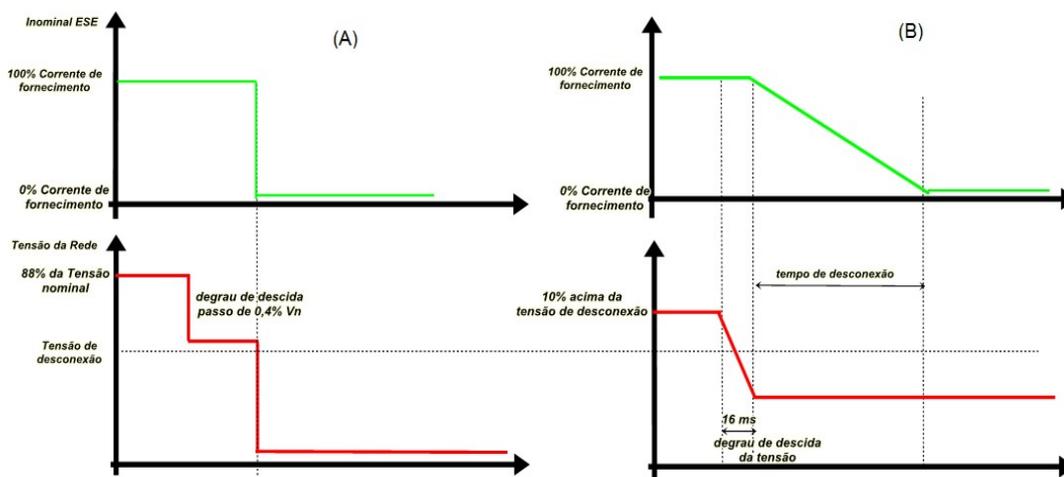
**Gráfico 1 - Condição para determinação da tensão máxima de desconexão (A) e tempo de desconexão (B)**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Para determinar o tempo de desconexão, elevar a tensão do simulador de rede para um valor de 2 V abaixo da tensão de desconexão e em seguida elevar em

um único degrau para um valor 10 % superior ao valor que provocou a desconexão do inversor, registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor. Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. O Gráfico 1 (B) ilustra como obter o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do degrau de tensão até o ponto em que a corrente injetada na rede foi interrompida. Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal e aguardar a reconexão do inversor, medir e registrar o tempo entre a reenergização e a reconexão.

Para determinar a mínima tensão de desconexão, conectar o inversor sob ensaio ao simulador de rede conforme a Figura 22, para operar com 88% da tensão CA nominal de ensaio, fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização do MPPT, reduzir a tensão do simulador de rede em passos de até 0,4% da tensão nominal de ensaio, até que o inversor sob ensaio deixe de fornecer corrente a rede CA, conforme Gráfico 2 (A), determinando assim a tensão mínima de desconexão.



**Gráfico 2 – Condição para determinação da mínima tensão de desconexão (A) e tempo de desconexão (B)**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Para determinar o tempo de desconexão por subtensão, reduzir a tensão do simulador de rede, para um valor de 10% acima da tensão de desconexão e em seguida reduzir em um único degrau para um valor inferior ao valor que provocou a desconexão do inversor, registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor, com os valores de tensão e corrente registrados,

verificar qual foi o tempo de desconexão, o Gráfico 2 (B) ilustra como obter o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do degrau de tensão até o ponto em que a corrente injetada na rede foi interrompida. Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal e aguardar a reconexão do inversor, medir e registrar o tempo entre a reenergização e a reconexão. O inversor deve cessar o fornecimento de energia para a rede dentro dos valores limites de tensão e de tempo de desconexão estabelecidos na Tabela 5, com tolerância de  $\pm 2\%$  da tensão nominal do ensaio, caso contrário estará reprovado. O tempo aceitável para reconexão do inversor após o restabelecimento da tensão nominal é de 20 a 300 segundos.

**Tabela 5 – Resultados para os ensaios de sobretensão e subtensão**

<b>Tensão</b>	<b>Tempo permitido para desconexão</b>
80% Vn	0,4 segundos
100% Vn	Regime normal de operação
110% Vn	0,2 segundos

Vn= tensão nominal de operação CA

**Fonte: ABNT NBR 16149 (2013)**

### 3.2.5 Ensaio de Sobre frequência e Sub frequência

A finalidade deste ensaio é garantir que o inversor cesse de fornecer energia em casos de sobre e subfrequência da rede.

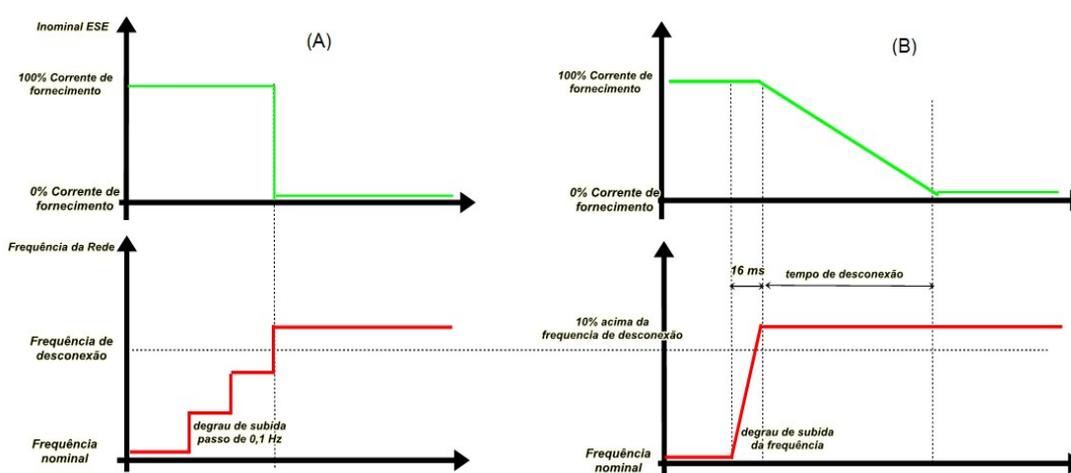
Para determinar a máxima frequência de desconexão, realizar as conexões conforme a Figura 22. O osciloscópio ou sistema de aquisição de dados de alta velocidade deve medir a tensão o mais próximo possível dos terminais do inversor, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer ao inversor 100 % da sua potência CA nominal, o fator de forma e a tensão CC de entrada são arbitrários. Configurar o simulador de rede para absorver 110% da máxima potencia CA do inversor, a frequência de 60 Hz e com da tensão CA nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão sugerida pelo fabricante e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização do MPPT, elevar a frequência do simulador de rede em passos de 0,1 Hz, até que o inversor deixe de fornecer corrente a rede CA, conforme Gráfico 3 (A), determinando assim a máxima

frequência de desconexão. Reduzir a frequência do simulador de rede para o valor nominal e aguardar a reconexão do inversor.

Para determinar o tempo de desconexão por sobre frequência, elevar a frequência do simulador de rede em um único degrau para um valor 10 % superior ao valor que provocou a desconexão do inversor na etapa anterior, medir e registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor, com os valores de frequência e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão no Gráfico 3 (B) é mostrado como obter o tempo de desconexão, o qual é medido à partir do degrau de frequência até o ponto em que a corrente injetada na rede foi interrompida. Reduzir a frequência do simulador de rede para o valor nominal e aguardar a reconexão do inversor.

Para determinar a mínima frequência de desconexão, configurar o simulador de rede para operar com 58 Hz, fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão sugerida pelo fabricante e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização do MPPT, reduzir a frequência do simulador de rede em passos de 0,1 Hz até que o inversor deixe de fornecer energia, conforme Gráfico 4(A), registrar o valor da frequência mínima de desconexão, elevar a frequência do simulador de rede para o valor nominal e aguardar a reconexão do inversor.

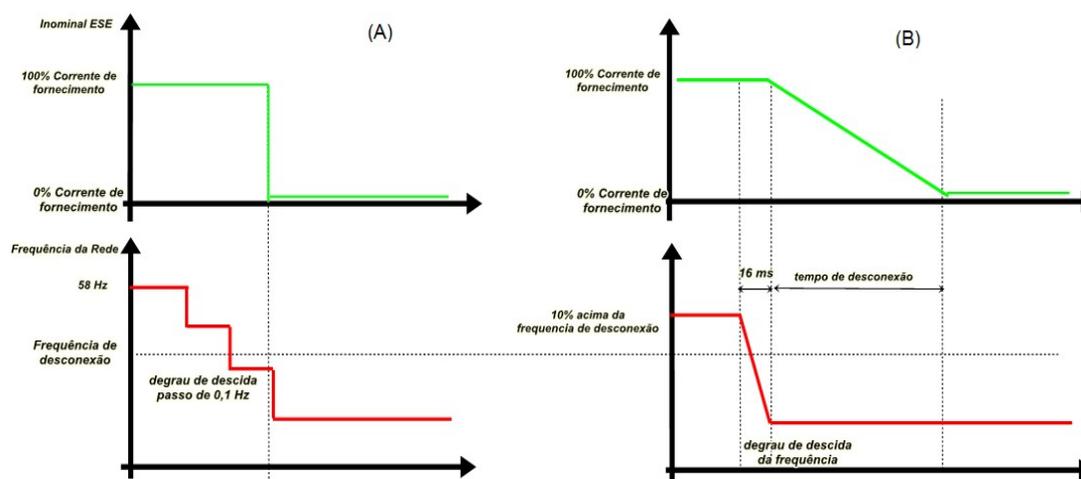


**Gráfico 3 – Condição para determinação da máxima frequência de desconexão (A) e tempo de desconexão (B)**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Procedimento para determinar o tempo de desconexão por subfrequência, reduzir a frequência do simulador de rede em um único degrau para um valor inferior

ao que provocou a desconexão do inversor, medir e registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor e verificar qual foi o tempo de desconexão. No Gráfico 4 (B) é mostrado como obter o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do degrau de frequência até o ponto em que a corrente injetada na rede foi interrompida. Retomar a frequência do simulador de rede para o valor nominal e aguardar a reconexão do inversor.



**Gráfico 4 – Condição para determinação da mínima frequência de desconexão (A) e tempo de desconexão (B)**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

O inversor deve cessar o fornecimento em até 0,2 segundos para frequências abaixo de 57,5 Hz e deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retomar valores acima de 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão que é de 20 a 300 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência. Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz o inversor deve reduzir a potência ativa injetada na rede.

Quando a frequência da rede assumir valores acima de 62 Hz o inversor deve cessar o fornecimento de energia em até 0,2 segundos. O sistema deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar a 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão que é de 20 a 300 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência.

### 3.2.6 Ensaio de Religamento Automático Fora de Fase

Este ensaio tem como objetivo avaliar o funcionamento do inversor quando submetido a um desbalanceamento da tensão da rede. Realizar as conexões conforme a Figura 22 configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 100% da potência nominal CA e configurar o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio. Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização do MPPT e estabilização térmica do inversor. Aplicar um deslocamento de 90° no ângulo de fase da tensão e aguardar o tempo de reconexão caso o inversor desconecte e se necessário realizar a troca de fusíveis, medir e registrar a corrente de saída do inversor com o deslocamento do ângulo de fase. O inversor é considerado aprovado se a corrente medida estiver dentro dos parâmetros normais de funcionamento.

### 3.2.7 Ensaio de Limitação de Potência Ativa e Reativa

Os sistemas fotovoltaicos com potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de limitar a potência ativa e reativa injetada na rede por meio de telecomandos. O fabricante deve fornecer os meios de envio e recebimento dos sinais para o controle externo essencial para a execução deste ensaio.

Para o ensaio de limitação da potência ativa, realizar as conexões entre o inversor e os demais equipamentos conforme a Figura 22. Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 100% da potência nominal CA, e o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão sugerida e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização, enviar ao inversor um comando externo para reduzir em 10% a potência de saída e aguardar por 1 minuto, medir e registrar a potência de saída do inversor, repetir este procedimento por 8 vezes.

Para o ensaio de limitação da potência reativa, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 50% da potência nominal CA e configurar o

simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal.

Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar 5 minutos para estabilização térmica, enviar ao inversor um comando externo para operar com potência reativa indutiva igual a 0,4358 e aguardar pelo período de 10 segundos, medir e registrar a potência reativa na saída do inversor. Enviar outro comando externo para o inversor operar com potência reativa nula e aguardar mais 10 segundos nesta condição, medir e registrar novamente a potência reativa na saída do inversor.

Enviar novamente ao inversor um comando externo desta vez para operar com potência reativa capacitiva igual a 0,4358 e aguardar pelo período de 10 segundos, medir e registrar a potência reativa nesta condição. O inversor é considerado aprovado se a diferença entre os valores de potência medidos durante o ensaio estiver dentro da tolerância de  $\pm 2,5\%$  da potência nominal do inversor.

### 3.2.8 Ensaio de Desconexão e Reconexão por Telecomando

O inversor deve ser capaz de desconectar ou reconectar da rede por meio de telecomandos enviados por controle externo.

Para o ensaio de desconexão e reconexão por telecomando, realizar as ligações conforme a Figura 22 configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 100% da potência nominal CA, e o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio.

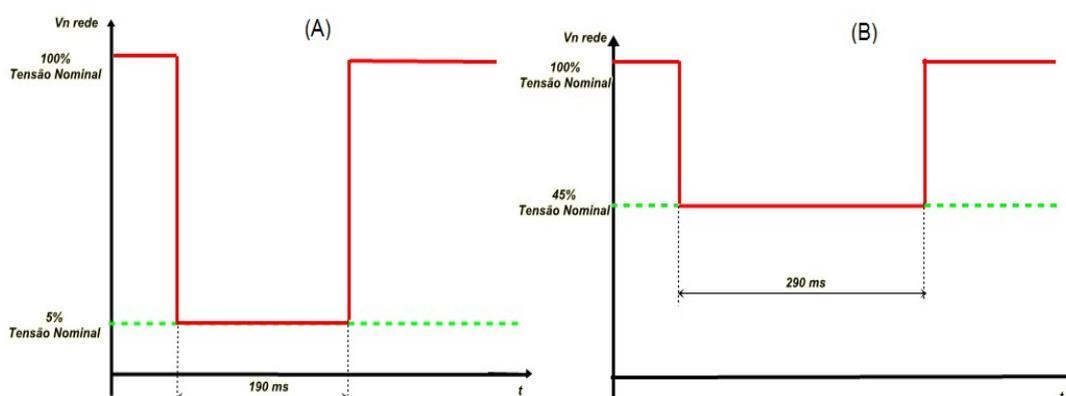
Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar o período de 5 minutos para estabilização térmica do inversor. Após, enviar ao inversor um comando externo para desconexão à rede elétrica. Aguardar o período de 1 minuto, medir e registrar a potência ativa na saída do inversor. Decorrido o período de 1 minuto da desconexão no passo anterior, enviar ao inversor um comando externo para reconexão à rede elétrica, aguardar mais 1 minuto, medir e registrar a potência ativa na saída do inversor. O inversor é considerado aprovado se desconectar e reconectar à rede após o comando externo correspondente.

### 3.2.9 Ensaio de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Falta na Rede

Para evitar desconexões indevidas da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema fotovoltaico com potência superior a 6 kW deve satisfazer as condições do ensaio de suportabilidade à subtensão decorrente à falta na rede.

Para a execução do ensaio de suportabilidade a falta de tensão na rede, conectar o inversor sob ensaio e os equipamentos conforme a Figura 22. O osciloscópio ou sistema de aquisição de dados de alta velocidade deve realizar as medições o mais próximo possível dos terminais do inversor. Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 100% da potência nominal CA, e o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar o período de estabilização do inversor, passado este tempo simular uma falta trifásica simétrica na rede, de forma que a tensão caia para 5% do valor nominal por um período de 190 milissegundos e depois retornar a tensão nominal de ensaio, conforme o Gráfico 5 (A). Após simular outra falta para 45% do valor da tensão nominal por um período de 290 milissegundos e depois retornar a tensão nominal de ensaio, conforme o Gráfico 5 (B), para ambas as situações medir e registrar a tensão, a corrente e as potências ativa e reativa durante o período de falta da rede, após repetir todo este procedimento para simulação de uma falta bifásica assimétrica.



**Gráfico 5 – Condição para determinação da falta simétrica 5%(A) e falta simétrica 45%(B).**

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Durante a falta assimétrica (bifásica) a tensão residual e os ângulos de fase devem atender aos valores da Tabela 6. O inversor é considerado aprovado se funcionar corretamente dentro da faixa de operação (-20 a +10% da tensão nominal) e retornar a injetar tensão na rede dentro do período de 200 ms.

**Tabela 6 – Resultados para o ensaio de falta bifásica assimétrica**

Falta	Tensão fase x neutro			Ângulo de fase		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$
5%	87%± 5%	87%± 5%	5%± 5%	27°	-147°	113°
45%	90%± 5%	90%± 5%	45%± 5%	15°	-135°	115°

Fonte: adaptado de Pinto Neto (2012)

### 3.2.10 Ensaio de Injeção/Demanda de Potência Reativa

Primeiramente calcular os valores relativos à potência de entrada do inversor com valores de 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100%, para cada carga conforme a seguir.

Para a operação em carga capacitiva, configurar o inversor para fornecer potência reativa igual a 48,43% da potência de ensaio. Para a operação em carga indutiva, configurar o inversor para fornecer potência reativa igual a 48,43% da potência de ensaio. Para a operação em carga resistiva, configurar o inversor para fornecer somente potência ativa.

Para a execução do ensaio de potência reativa, conectar o inversor sob ensaio e os equipamentos de medição conforme a Figura 22. Realizar as medições com 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal de saída CA. Para cada carga capacitiva, indutiva e resistiva o fator e forma e a tensão de entrada utilizadas são arbitrários, configurar o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar o período de estabilização do inversor, passado este período medir e registrar os valores da potência reativa na saída do inversor. O equipamento é considerado aprovado se a diferença entre os valores de potência calculado e o medido estiver dentro da tolerância de  $\pm 2,5\%$  da potência nominal do inversor.

### 3.2.11 Ensaio de Injeção de componente Contínua

Este ensaio tem como objetivo avaliar o funcionamento do inversor quando existir uma componente CC na rede elétrica superior a 0,5% da corrente nominal. Inversores com transformador que utilizam proteção galvânica em 60 Hz, não precisam de proteções adicionais para atender a este requisito.

Para o ensaio de componente CC, realizar as conexões conforme a Figura 22, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 33% da potência nominal CA e configurar o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização térmica do inversor. Deslocar a corrente de saída de forma que a componente CC seja superior a 0,5% da corrente nominal do inversor, medir e registrar o tempo decorrido entre a aplicação da componente até a desconexão, repetir este processo com a configuração do simulador de rede para 66% e 100% da potência máxima CA. O inversor deve cessar o fornecimento em até 1 segundo após a injeção da componente CC.

### 3.2.12 Ensaio de Fator de Potência

Primeiramente ajustar o inversor sob ensaio para operar com fator de potência capacitivo, para inversores com potência menor ou igual a 3 kW ajustar para fator de potência 0,98 capacitivo e para inversores maior que 3 kW e 6 kW ajustar para 0,95 capacitivo.

Calcular os valores relativos à potência de entrada do inversor equivalentes a 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100%. Para o ensaio de fator de potência, realizar as conexões conforme a Figura 22, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 10% da potência nominal CA e o simulador de rede para absorver 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão CA nominal de ensaio. Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização térmica do inversor, medir e registrar o valor do fator de potência, repetir este procedimento para os demais valores de potência (20%, 30%, 50%, 75% e 100%).

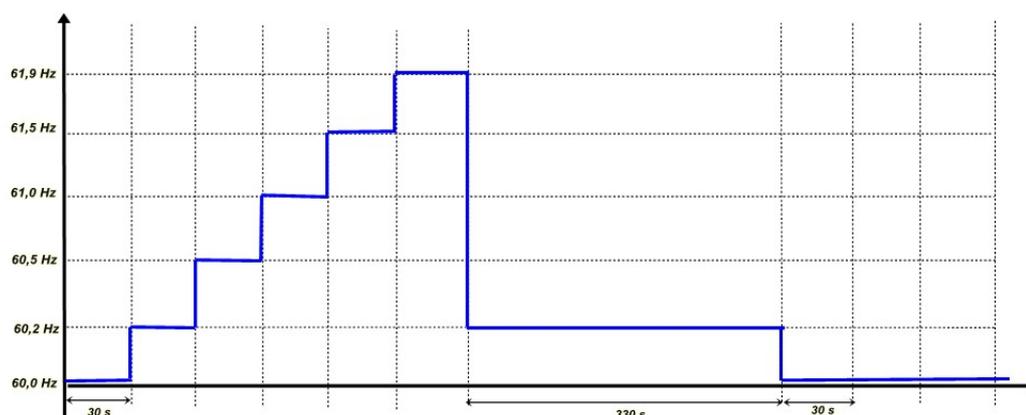
Ajustar o inversor para operar com fator de potência indutivo, para inversores com potência menor ou igual a 3 kW, ajustar para fator de potência 0,98 indutivo e para inversores maior que 3 kW e 6 kW, ajustar para 0,95 indutivo e realizar as medições novamente para os valores de potência calculados e por final realizar as medições utilizando fator de potência unitário. O inversor é considerado aprovado se os valores de fator de potência medidos estiverem dentro da tolerância de  $\pm 0,025$  e os valores devem ser atingidos em no máximo 10 segundos.

### 3.2.13 Ensaio de Controle da Potência Ativa em Sobre frequência

Para o ensaio de controle da potência em sobre frequência, realizar as conexões entre os equipamentos conforme a Figura 22, configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 100% da potência nominal CA, e o simulador de rede para absorver até 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão nominal de ensaio.

Fechar as chaves S1 e S2 conforme a ordem de conexão e aguardar pelo período de 5 minutos para estabilização térmica, medir e registrar a frequência e a potência de saída do inversor.

Elevar a frequência para 60,2 Hz, medir e registrar novamente a frequência e a potência nesta condição, repetir este processo para as frequências de 60,5 Hz; 61,0 Hz; 61,5 Hz e 61,9 Hz conforme mostrado no Gráfico 6, após retornar para 60,2 Hz e realizar 10 medições de 30 segundos cada. Configurar novamente o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 50% da potência nominal CA e repetir todo o procedimento.



**Gráfico 6 - Condição para realização do ensaio de controle da potência ativa em sobre frequência**

**Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)**

O inversor é considerado aprovado se a diferença entre os valores de potência medidos estiver dentro da tolerância de  $\pm 2,5\%$  da potência de saída. O tempo admissível para elevação da potência após a redução para a frequência da rede deve ser maior ou igual a 300 segundos. Quando a frequência ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62,0 Hz o inversor deve reduzir a potência injetada na rede conforme a Equação 8.

$$\Delta P = [f_{REDE} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \times R \quad (8)$$

Onde,

$\Delta P$ : variação da potência expressa em porcentagem em relação a potência ativa injetada;

$f_{REDE}$ : é a frequência da rede;

$f_{NOMINAL}$ : é a frequência nominal;

R: é a taxa de redução da potência desejada, expressa em porcentagem por Hz ajustada em  $-40\%/Hz$ .

### 3.2.14 Ensaio de Harmônicos e Distorção da Forma de Onda

Realizar as conexões entre os equipamentos conforme a Figura 22, configurar o simulador de gerador fotovoltaico com a menor tensão da faixa de MPPT e com 10% da potência de entrada do inversor, configurar o simulador de

rede para absorver até 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão nominal de ensaio, o fator de forma escolhido é arbitrário.

Fechar as chaves S1 e S2 e aguardar o período de estabilização do inversor, passado este período medir e registrar os valores de THD<sub>i</sub>. Repetir o procedimento para os valores de potência de entrada com 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal.

O equipamento é considerado aprovado se os valores de THD<sub>i</sub> não exceder aos valores estabelecidos na Tabela 7.

**Tabela 7 – Limites de distorção harmônica de corrente**

Harmônicas ímpares	Limite de distorção	Harmônicas pares	Limite de distorção
3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	< 4,0%	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	< 1,0%
11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	< 2,0%	10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	< 0,5%
17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	< 1,5%	--x--	--x--
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	< 0,6%	--x--	--x--

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

### 3.2.15 Ensaio de Anti-Ilhamento

A principal finalidade deste ensaio é garantir que o inversor deixe de injetar energia em casos de perda de tensão da rede ou variação na frequência. O fabricante deve especificar os ajustes de desligamento para tensão e frequência e os tempos de desligamentos com os quais a unidade deve ser ensaiada. Recomenda-se que os ajustes de frequência nominal e tensão nominal, conforme a Tabela 8 para os propósitos deste ensaio sejam suficientes e amplos de modo a englobar a maior parte da exigência das distribuidoras de energia no Brasil.

**Tabela 8 – Condições de tensão e frequência para o ensaio de anti-ilhamento**

Parâmetro	Magnitude	Tempo
Sobretensão	115% Vn <sup>1</sup>	2 s
Subtensão	85% Vn <sup>1</sup>	2 s
Sobre frequência	1,5 Hz acima de Fn <sup>2</sup>	1 s
Sub frequência	1,5 Hz abaixo de Fn <sup>2</sup>	1 s

<sup>1</sup> Vn Tensão nominal,

<sup>2</sup> Fn Frequência nominal

Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)

Determinar as condições de ensaio segundo a Tabela 9, para as condições A, B e C, se as faixas operacionais de tensão e frequência e os tempos de desconexão do inversor forem ajustáveis, modificá-las para o maior valor possível.

**Tabela 9 – Condições para o ensaio de anti-ilhamento**

Condição	Potência de saída	Tensão de entrada do inversor <sup>3</sup>	Ajuste de desligamento do Inversor
A	Máxima <sup>1</sup>	> 90% da faixa de tensão de entrada nominal	Ajustes de desligamento por tensão e frequência especificada pelo fabricante
B	50% a 66% da máxima	50% da faixa de tensão de entrada nominal $\pm$ 10%	Configurar os ajustes de desligamento por tensão e frequência para os valores nominais
C	25% a 33% da máxima <sup>2</sup>	< 10% da faixa de tensão de entrada nominal	Configurar os ajustes de desligamento por tensão e frequência para os valores nominais

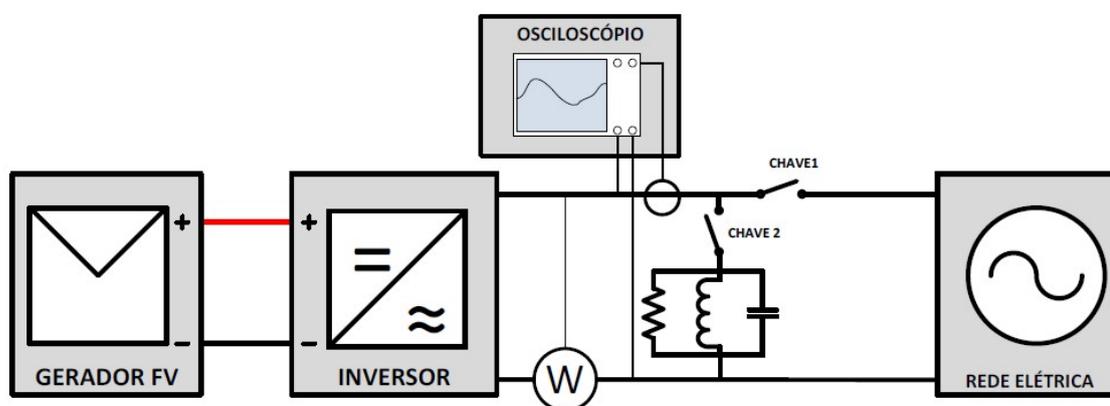
1 A potência máxima de saída é atingida utilizando a potência máxima de entrada;

2 Ou o menor nível de potência permitido, se maior que 33%;

3 Com base na faixa nominal operacional de entrada do inversor. Por exemplo, se a faixa estiver entre X volts e Y volts, 90 % da faixa é  $=X + 0,9 \times (Y - X)$ . Y não deverá exceder  $0,8 \times$  máxima tensão (ou seja, a máxima tensão de circuito aberto permitida). Em qualquer caso, o inversor não deve operar fora da sua faixa permitida de tensão de entrada.

**Fonte: adaptado de ABNT NBR 16150 (2013)**

Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico, ao simulador de rede e à carga RLC e acoplar os equipamentos de medição conforme a Figura 23. O osciloscópio deve medir as curvas de tensão e corrente na saída do inversor.



**Figura 23 - Esquema de ligação para o ensaio de anti-ilhamento**

**Fonte: Pinto Neto (2012)**

Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer a potência ( $P_{INV}$ ) determinada na condição de ensaio, o fator de forma utilizado é arbitrário. Configurar o simulador de rede para fornecer e absorver até 110 % da potência CA máxima do inversor, a 60 Hz e a tensão nominal da rede. Aguardar a estabilização térmica. Mantendo a chave 2 aberta, ou seja, sem a carga RLC conectada.

Registrar os valores de potência reativa ( $Q_{CA}$ ) e ativa ( $P_{CA}$ ) da rede, na frequência fundamental (60 Hz). O valor de  $Q_{CA}$  medido neste passo será denominado de  $Q_{INV}$ . Ajustar a carga RLC para um Fator de Qualidade  $Q_F = 1 \pm 0,05$ . Determinar a quantidade de potência reativa indutiva ( $Q_L$ ) requerida pelo circuito ressonante RLC utilizando a Equação 9.

$$Q_L = Q_F \times P_{INV} \quad (9)$$

Onde,

$Q_L$ : potência reativa indutiva;

$Q_F$ : fator de qualidade;

$P_{INV}$ : potência ativa do inversor

Após conectar a carga indutiva como primeiro elemento do circuito RLC e a ajustar para demandar  $Q_L$ , então conectar a carga capacitiva em paralelo à indutiva e ajustar a demanda de potência reativa capacitiva ( $Q_C$ ) para:

$$Q_C = - Q_{INV} - Q_L \quad (10)$$

Onde,

$Q_C$ : potência reativa capacitiva;

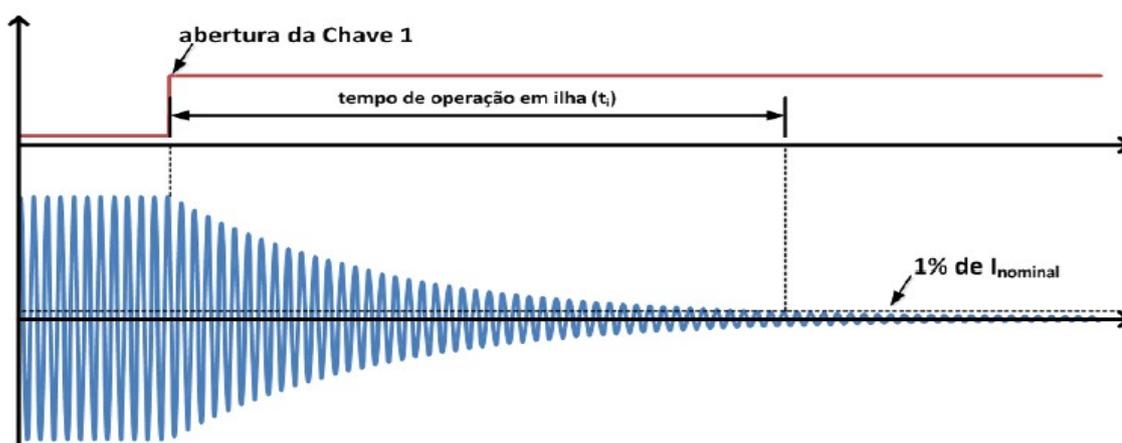
$Q_L$ : potência reativa indutiva;

$Q_{INV}$ : potência reativa do inversor

Conectar a carga resistiva e a ajustar para demandar potência ativa  $P_R$  igual à  $P_{INV}$  e conectar a carga RLC ao circuito principal, fechando a chave 2, ligando o inversor à rede seguindo a sequência recomendada pelo fabricante. Ajustar a carga

RLC para que a corrente, na frequência fundamental, através da chave 1 seja nula, com tolerância de  $\pm 1\%$  em relação à corrente nominal do inversor.

Abrir a chave 1 para iniciar o ensaio e aferir o tempo de operação em ilha definido como o período entre a abertura da chave 1 e o momento em que a corrente de saída do inversor reduz-se a menos de 1% da corrente nominal de saída conforme o Gráfico 7. O tempo de operação em ilha deve ser aferido utilizando a forma de onda de corrente, medida na saída do inversor com o auxílio do osciloscópio com memória ou equipamento de aquisição de dados de alta velocidade.



**Gráfico 7 – Condição para realização do ensaio anti-ilhamento**

**Fonte: Pinto Neto (2012)**

Para a execução do ensaio com  $P_{INV}$  100% da potência CA máxima (conforme condição de ensaio A da Tabela 9), variar os fluxos de potência ativa e reativa sobre a chave 1, PC1 e QC1 respectivamente, cujos valores são percentagens das potências nominais  $P_R$ ,  $Q_L$  ou  $Q$  (determinada anteriormente). Esses ajustes devem ser feitos alterando as cargas resistivas, indutivas ou capacitivas.

Para o ensaio com  $P_{INV}$  33% e 66% da potência máxima (conforme condições B e C da Tabela 9), variar o fluxo de potência reativa sobre a chave 1. Esses ajustes devem ser feitos alterando a carga indutiva ou capacitiva, apenas uma das duas, após cada ajuste e repetir o passo novamente.

O inversor estará aprovado se deixar de fornecer energia à rede em até 2 segundos após o ilhamento, em todos os ensaios.

### 3.2.16 Ensaio de Cintilação

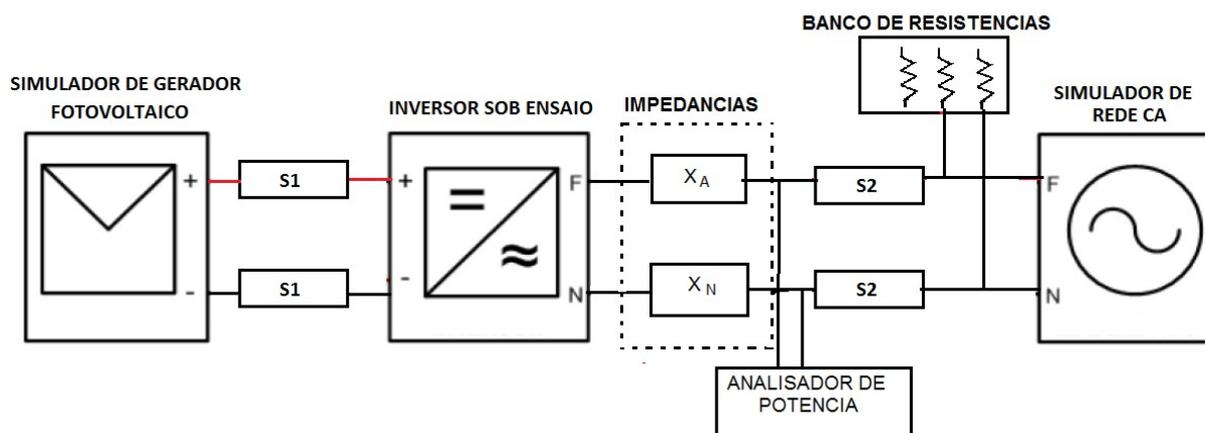
Cintilação ou *flicker* é o resultado causado pela flutuação da tensão, no sistema de energia causada pela operação de equipamentos de alto impacto e de grande capacidade de cargas. Recentemente pesquisas mostram que muita injeção de inter-harmônicas (harmônicas não inteiras) em sistemas fotovoltaicos também pode induzir o efeito de cintilação. Com o grande crescimento da geração solar cada vez mais os inversores estarão presentes e conectados à rede, portanto, o fenômeno de cintilação se tornará cada vez mais grave. Atualmente, os pesquisadores se concentram nos mecanismos de cintilação e nos métodos de medição deste fenômeno (DECKMANN; POMILIO, 2017).

A cintilação é determinada pela amplitude e pelas flutuações de tensão que ocorrem com a impedância da rede elétrica através das elevadas variações. Para obter os resultados, as impedâncias  $X_A$  e  $X_N$  calculado pelas equações (11) e (12) devem ser inseridas no circuito. O analisador de potência deve possuir capacidade para medir e registrar todos os dados citados na norma IEC61000-3-3.

$$X_A = 0,24 + j0,17 \Omega \quad (11)$$

$$X_N = 0,16 + j0,12 \Omega \quad (12)$$

O procedimento de teste consiste em realizar as conexões entre os equipamentos conforme a Figura 24, configurar o simulador de gerador fotovoltaico com tensão dentro da faixa de MPPT e com 100% da potência de entrada do inversor, configurar o simulador de rede para absorver até 110% da potência máxima CA com frequência de 60 Hz e com tensão nominal de ensaio, o fator de forma escolhido é arbitrário.



**Figura 24 - Esquema de ligação para o ensaio de cintilação**

Fonte: adaptado de Pinto Neto, 2012

Ajustar as cargas  $X_A$  e  $X_N$ , fechar as chaves  $S_1$  e  $S_2$  medir e registrar os valores de:

- $P_{ST}$  (severidade do *flicker* de curta duração) este dado é obtido 1 minuto após o início do ensaio e recalculado 10 minutos depois.
- $P_{LT}$  (severidade do *flicker* em longa duração) o período mínimo para obter este dado é de duas horas, porém a norma indica a medição durante 24 horas.
- $D_{MAX}$  (variação máxima relativa da tensão);
- $D_C$  (variação da tensão contínua);
- $T_D$  (tempo com a variação da tensão acima da especificação).

O inversor é considerado aprovado se os resultados obtidos estiverem dentro dos limites estabelecidos na IEC 61000-3-3.

### 3.3 INFRAESTRUTURA E CUSTOS

Esta seção apresenta a visão para investimentos e a infraestrutura necessária para a implantação de um laboratório, incluindo os fatores com maior relevância.

### 3.3.1 Estrutura e Condições Ambientais

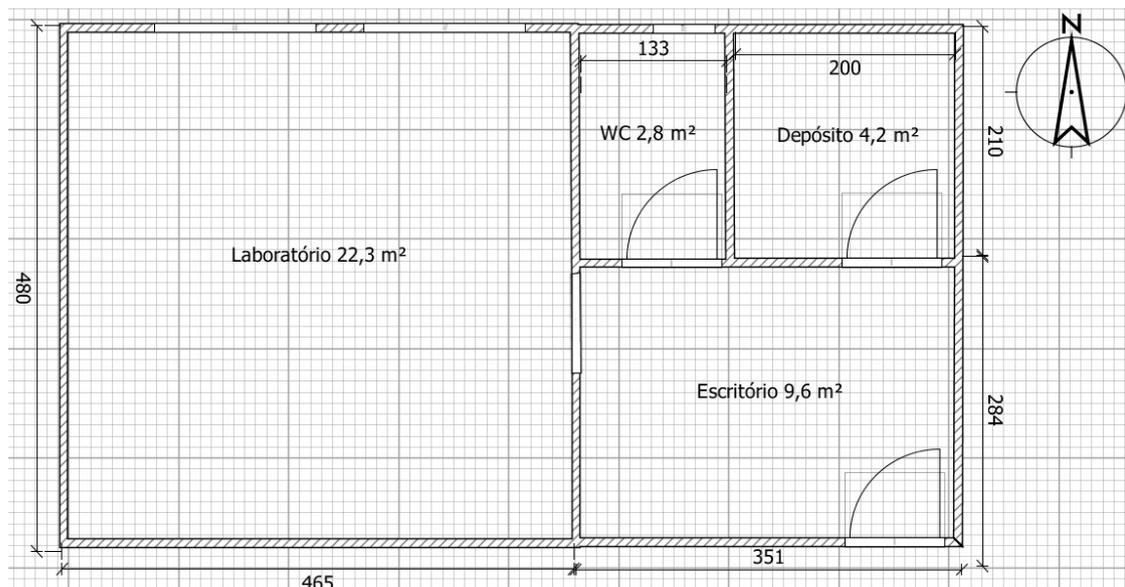
Para a projeção de um laboratório é fundamental considerar algumas premissas como:

- Número de pessoas (espaço físico adequado);
- Segurança individual e coletiva (EPI e EPC);
- Sistema anti-incêndio;
- Equipamentos, ferramentas e materiais;
- Vias de acesso e saídas de emergência livres;
- Conforto e ergonomia.

Após a escolha do local onde o laboratório será instalado deve-se providenciar um bom aterramento e iluminação branca e fria que atenda as especificações para este tipo de instalação. As bancadas assim como os equipamentos de trabalho devem ser dispostos ergonomicamente e o local deverá ser grande o suficiente para o número de funcionários, prevendo possíveis adequações e ampliações.

Deve possuir paredes claras e janelas possibilitando a iluminação natural, o piso deve ser de vinílico instalado com epóxi condutor formando uma grande superfície condutora e conectada a malha de aterramento. As luminárias sempre que possível, devem ser embutidas no forro com lâmpadas fluorescentes, proporcionando iluminação de no mínimo 500 lux, sobre as bancadas de trabalho.

A quantidade de materiais dentro do laboratório deve ser evitada, como por exemplo, a permanência de caixas de papelão, papel e sacos plásticos, para recebimento e expedição de materiais deve ser utilizada uma área separada a de realização dos ensaios elétricos (Figura 25). A climatização dos ambientes deve ser realizada por condicionamento de ar, suficiente para que seja controlada e registrada em períodos, para atendimento as especificações da NBR ISO 17025, para ensaios elétricos a faixa de temperatura é de  $23 \pm 3^{\circ}\text{C}$  e Umidade Relativa do Ar (URA) de  $50 \pm 20\%$ .

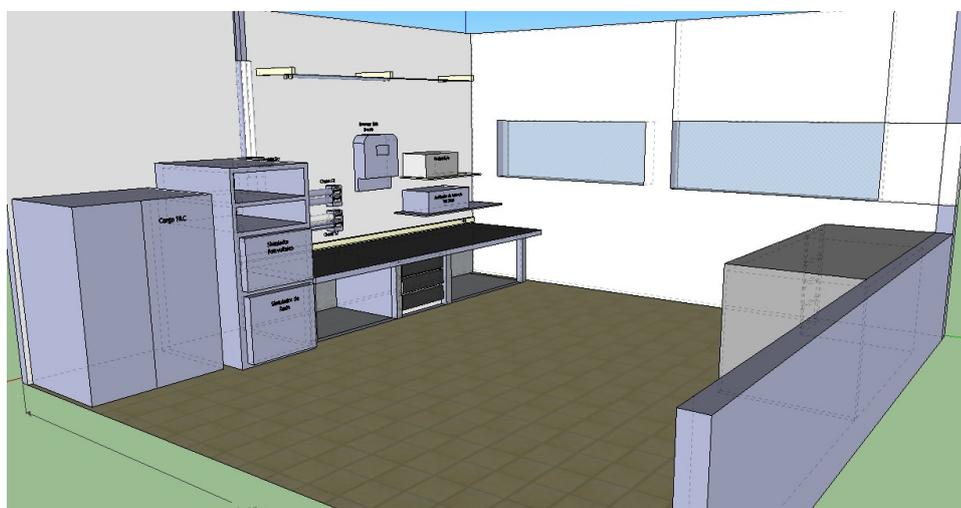


**Figura 25 - Layout para implantação de um laboratório**

Fonte: o autor

A instalação elétrica deve ser projetada e executada de acordo com os requisitos da ABNT NBR 5410. Os pontos de alimentação das bancadas devem ficar acima do tampo das bancadas, facilitando a conexão de aparelhos e equipamentos e devidamente identificadas com a devida tensão (127 ou 220 V).

No projeto elétrico é necessária a informação para as tomadas de uso geral e tomadas de uso específico incluindo a potência para os pontos de alimentação e para os quadros de energização. Na Figura 26 é ilustrada uma bancada de testes necessária para a execução dos ensaios.

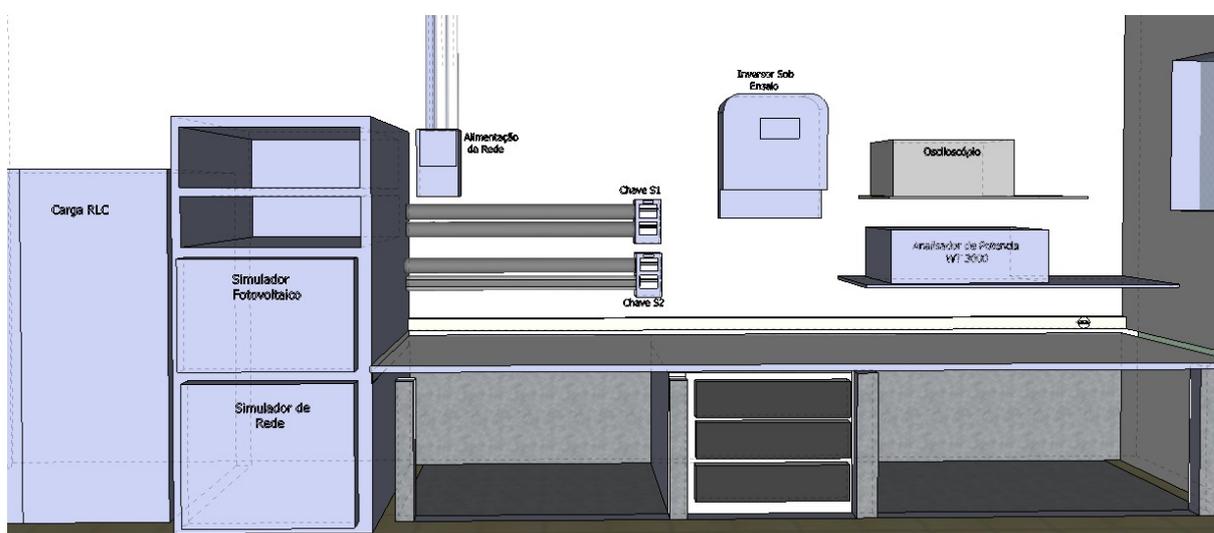


**Figura 26 - Área destinada aos equipamentos e bancada de testes**

Fonte: o autor

### 3.3.2 Bancada de Testes

A bancada de testes permite a realização dos ensaios elétricos de forma segura e com maior eficiência e desempenho, permite a avaliação de inversores monofásicos e trifásicos até 10 kW conectados à rede. Na Figura 27 é mostrada a vista em perspectiva de uma bancada onde é possível realizar todos os ensaios determinados neste estudo, inclusive a alocação dos equipamentos considerando a melhor posição ergonômica para a operação.



**Figura 27 - Bancada de testes e posicionamento dos equipamentos**

Fonte: o autor

Os principais componentes da bancada de testes para a execução dos ensaios são: Simulador fotovoltaico CC (programável); Simulador de rede CA (programável); Simulador de cargas RLC (programável); Banco de resistências adicionais; Caixa para conexão direta à rede externa da concessionária; Caixa de conexões (chaves S1 e S2); Caixas de proteções elétricas (disjuntores); Analisador de potência CC-CA trifásico; Osciloscópio 2 canais; Medidor de temperatura e umidade com memória; Sistema de climatização da sala (quente e frio); Acesso controlado; Multímetro e amperímetro (com resolução de  $6^{1/2}$  dígitos), e demais acessórios como cabos e conectores.

### 3.3.3 Custos e Investimentos

O custo para a implementação de um laboratório implica principalmente sobre aquisição de equipamentos, contratação de mão de obra qualificada e mudanças de infraestrutura, o que acarreta muitas vezes em um alto custo para que este objetivo seja alcançado. Este custo é considerado um dos fatores de dificuldade para a elaboração de laboratórios em diversos segmentos.

Tais custos podem levar à priorização por uma área de ensaios que detenha grande demanda de serviços. Para que se realize um planejamento adequado de custos no processo, é necessário que se conheça todas as fontes como: material de escritório, consultorias, aquisição de normas, calibrações de equipamentos, manutenção, folha de pagamento e renovação do certificado de acreditação, itens que não fazem parte do escopo deste trabalho por este restringir-se somente aos custos dos equipamentos necessários para a execução dos ensaios em inversores conectados à rede elétrica, conforme ilustrado na Tabela 10. Para manter a originalidade e conservação da pesquisa a precificação está apresentada em dólar estadunidense no modo *Free On Board* (FOB), sem os custos de transporte e desembaraço aduaneiro.

**Tabela 10 – Custos dos equipamentos para realização dos ensaios**

<b>Equipamento</b>	<b>Fabricante e Modelo</b>	<b>Preço</b>
Simulador Solar Fotovoltaico	TopCon Quadro TC.P.16.600.400.S	U\$ 22.200,00
Simulador de Rede CA	TopCon TC ACS 30 kVA	U\$ 39.000,00
Analizador de Potência	Yokogawa WT300	U\$ 21.950,00
Carga RLC	Parwa 15 kW	U\$ 21.000,00
Osciloscópio 2 canais	Keysight 300T	U\$ 4.500,00
Multímetro 6 <sup>1/2</sup> dígitos	Fluke 8808A	U\$ 1.450,00
<b>TOTAL</b>		<b>U\$ 110.100,00</b>

**Fonte: o autor**

O setor elétrico brasileiro vem passando por várias mudanças principalmente no perfil dos investimentos, onde antes eram concentrados investimentos para

construção de grandes usinas hidrelétricas hoje está voltado para a diversificação da matriz energética, para geração de energias renováveis e sustentáveis.

O Banco Nacional do Desenvolvimento Social (BNDES) aumentou sua participação no financiamento a equipamentos de energia solar de 70% para 80% esta prioridade concedida decorre do fato de se tratar de tecnologia em fase inicial de desenvolvimento no país. Por essa razão, demanda estímulos para alcançar economias à difusão tecnológica, com preços competitivos.

#### 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apesar desta forma de geração de energia ser relativamente nova, é importante assegurar a qualidade e a eficiência de todos os equipamentos envolvidos, e isso deve ser uma preocupação constante para garantir a segurança dos consumidores e dos operadores da rede elétrica.

Com os avanços acelerados do setor de energia solar fotovoltaica no Brasil, é notória a necessidade de maiores investimentos no setor de pesquisa, para alcançar a autossuficiência tecnológica e industrial, tornando possível o desenvolvimento aliado ao conhecimento e a competência científica junto às nações que hoje predominam esta tecnologia e estão no domínio do mercado.

Durante o desenvolvimento foi observado que ao longo dos últimos anos houve um crescimento considerável no número de estudos na área de geração fotovoltaica em universidades, laboratórios e instituições de pesquisa em todas as regiões do país, incluindo uma maior participação em projetos de pesquisa da ANEEL. Neste sentido, este trabalho tem a finalidade de simplificar a busca por informações e que pode também ser utilizado como facilitador para os projetos futuros em busca de inovação e resolução de problemas, por meio da invenção de produtos com maior eficiência energética.

O estudo mostrou-se abrangente às tecnologias dos inversores e sua aplicabilidade, logo, qualquer laboratório que detenha os equipamentos exigidos estará apto para solicitar a acreditação junto ao INMETRO, desde que consiga atender aos requisitos da norma ISO/IEC 17025, e então realizar os ensaios para qualificação de inversores utilizado em SFVCR, aumentando a sua receita com a prestação de serviços.

Durante esta pesquisa observou-se um mercado promissor e pouco explorado até o momento, porém com um custo de implantação alto em relação à aquisição dos equipamentos. Também foi percebido que laboratórios vinculados às universidades e centros de pesquisa, possuem um diferencial ao realizarem simultaneamente as atividades de ensino e pesquisa em um mesmo local, o que torna o processo mais interessante, pois este custo com infraestrutura pode ser diluído se o laboratório optar por compartilhar na mesma área outras atividades de pesquisa e prestação de serviços para produtos similares.

Com mais opções de laboratórios disponíveis, este mercado será mais competitivo e por consequência haverá uma redução de custo repassado para o consumidor, promovendo um avanço ainda maior nesta forma de geração de energia.

Para os fabricantes e importadores a diminuição ou a eliminação das filas de espera para etiquetagem do seu produto e a certificação deixa de ser um gargalo para o setor no Brasil.

Sugere-se para trabalhos futuros, uma pesquisa nos mesmos moldes relacionada à certificação de painéis solares, inversores isolados e microinversores.

## 5 REFERÊNCIAS

ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). **NBR 16150:2013: Sistemas Fotovoltaicos – Características da interface com a rede elétrica de distribuição**: Rio de Janeiro, 2013.

ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica) 2015. **Informações Técnicas da Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>> Acessado em: 13/04/2017.

BONN, H. Russel **Developing a next Generations of PV Inverter**. Photovoltaic Specilists Conference. Conference Record of the Twenty-Ninth IEE 2002.

BOWER, Ward; ROPP, Michael **Evaluation of islanding detection methods for utility-interactive inverters in photovoltaic systems**. Sandia National Laboratories, 2002.

DECKMANN, Sigmar Maurer; POMILIO, Antenor José. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação 2017. Disponível em: <http://www.dsce.fee.unicamp.br/antenor/pdf/qualidade/a1.pdf> >. Acessado em 24/05/2017.

DUGAN, Roger C.; McGRANAGHAN, Mark F.; SANTOSO, Surya; BEATY, H. Wayne. **Electrical Power Systems Quality - Second Edition**. McGraw-Hill. 2004.

GOETZBERGER, Adolf; HOFFMAN, Volke. **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Editora Springer, 2005.

INMETRO, 2009 **O Inmetro e a Rede Brasileira de Metrologia Legal e Qualidade – RBMLQI**. Disponível em: < [www.inmetro.gov.br/portalarbmlq/documentos/InmetroRBMLQ\\_2009.doc](http://www.inmetro.gov.br/portalarbmlq/documentos/InmetroRBMLQ_2009.doc) > Acessado em 10/04/2017.

INMETRO 2016 - **Orientações Gerais para fabricantes e importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para geração de energia fotovoltaica**. Disponível em: <[http://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/guia\\_de\\_orientacoes\\_PBE\\_fotovoltaico.pdf](http://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/guia_de_orientacoes_PBE_fotovoltaico.pdf)> Acessado em 19/04/2017.

INMETRO, 2016 (a) **Programa Brasileiro de Etiquetagem PBE**. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/imprensa/releases/PBE.asp>> Acessado em 10/05/2017.

INMETRO, 2017 **Programa de Avaliação da Conformidade 6ª Edição**. Disponível em: < <http://www.inmetro.gov.br/infotec/publicacoes/acpq.pdf> > Acessado em 02/06/2017.

INMETRO, FAQ (s.d) **Registro de Produtos no INMETRO**. Disponível em: <[http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/Manual\\_FAQ\\_Inmetro.pdf](http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/Manual_FAQ_Inmetro.pdf) > Acessado em 22/05/2017.

LIMA, Claudio - **Geração Distribuída Baseada em Normas e Padrões Técnicos *Standard-Based Distributed Generation***. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/slides/Claudio%20Lima.pdf>>. Acessado em 19/05/2017.

MACEDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Tese de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo 2004.

MOCELIN, André Roberto. **Qualificação profissional e capacitação laboratorial em sistemas fotovoltaicos**. Tese Doutorado em Ciência – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo – São Paulo, 2014.

MOCELIN, André Roberto; ZILLES, Roberto; MORANTE, F. **XXXII Reunión de Trabajo de La Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente e XVIII Encuentro Asociación Internacional para la Educación en Energía Solar**, ASADES, Río Cuarto, Argentina, 2009.

PARWA TECHNOLOGY. **Fabricante de Equipamentos Para Geração De Energia Solar Fotovoltaica (Figuras)**. Disponível em: [http://www.parwa.com.cn/cpxxYI/list\\_57.aspx?itemid=321&lcid=38](http://www.parwa.com.cn/cpxxYI/list_57.aspx?itemid=321&lcid=38). Acesso em: 22/05/2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio.; **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES). CEPEL - GTES. Rio de Janeiro, 2014.

PINTO NETO, Aimé F. de C. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado em Ciências – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

POMILIO, Antenor José. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Apostila desenvolvida para os cursos de pós-graduação em Engenharia Elétrica na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas Departamento de Sistemas e Controle de Energia 2013.

PRIEB, César Wilhelm M. **Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição**. Tese de Doutorado, Programa de Pós Graduação da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre 2011.

RAMPINELLI, Giuliano A.; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos** Revista Ciências Exatas e Naturais, RECEN. Vol.15, nº 1, Jan/Jun 2013;

RASHID, Muhammad H. **Livro Eletrônica de Potência: "Circuitos, Dispositivos e Aplicações"** Editora Marron Books, São Paulo 1999.

REGATRON AG. **Fabricante de Equipamentos Para Geração de Energia Solar Fotovoltaica (Figuras)**. Disponível em: <https://www.regatron.com/en/>  
Acesso em: 22/02/2017.

SILVA, Humberto, T. **Estudo sobre a interação de métodos anti ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. Dissertação de Mestrado Departamento de Energia e Automação Elétrica, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica 2016.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Tese de doutorado - Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil 2010.

URBANETZ JUNIOR, Jair; RÜTHER, Ricardo. **Qualidade de Energia Elétrica e o Funcionamento de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos**. Revista Brasileira de Energia Solar 2011.

VIEIRA JUNIOR, José Carlos de Melo. **Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. Tese Doutorado em Engenharia Elétrica – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

YOKOGAWA INC. **Fabricante de Equipamentos Para Geração De Energia Solar Fotovoltaica (Figuras)**. Disponível em: <http://tmi.yokogawa.com/br/products/digital-power-analyzers/digital-power-analyzers/precision-power-analyzer-wt3000e/>  
Acesso em: 19/05/2017.

ZILLES, Roberto; MACEDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros.; OLIVEIRA, Sérgio Henrique F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.

## 6 ANEXOS

### TopCon Quadro Power Supply

Programmable High-Power DC Supply



TopCon Quadro Power Supply unit with optional front panel control unit HMI

- Constant voltage (0 – 100 %), constant current (0 – 100 %) and constant power operation (5 – 100%) with automatic and fast crossover and mode indication. Internal resistance simulation.
- Finely graduated product line: 52, 65, 100, 130, 200, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200 VDC. Power categories of 10, 16, 20 and 32 kW are available for each nominal output voltage.
- Optional extras and accessories complete the product line of power supply units.
- Modular concept for easy power increase: Parallel, series or multiload master-slave-operation for up to eight power supply units.
- High efficiency at a low cost, resulting from the application of innovative IGBT and transformer technology. Primary switched. Galvanic isolated. Full digital control and regulation.
- A user-friendly PC program, the operating and service software TopControl, enables the user to communicate with the power supply.
- TopControl installation file, LabVIEW® and C/C++ API (DLL file) are included in the scope of delivery.
- CE conformity
- Swiss made: Further developed, manufactured and tested in Switzerland by Regatron AG.

#### Regatron AG

Kirchstrasse 11  
CH-9400 Rorschach  
Switzerland  
Tel +41 71 846 67 67  
Fax +41 71 846 67 77  
www.regatron.com  
topcon@regatron.ch

### 16 kW / 600 VDC / 32 A

TC.P.16.600.400.S

#### Mains requirements and output specifications

##### AC line input

Line voltage..... 3 x 360 – 440 VAC  
Line frequency ..... 48 – 62 Hz  
Mains connection type ..... 3L+PE (no neutral)  
Input current..... 3 x 32 Arms<sup>1)</sup>  
Leakage current L to PE ..... < 10 mA

##### Output ratings

Output power range ..... 0 – 16 kW  
Output voltage range ..... 0 – 600 VDC  
Output current range..... 0 – 32 A<sup>2)</sup>  
Internal resistance range ..... 0 – 18750 mΩ<sup>3)</sup>

##### Operating modes

Voltage regulation (CV)..... 0 – 100 % Umax  
Current regulation (CC)..... 0 – 100 % Imax  
Power regulation (CP)..... 5 – 100 % Pmax

##### Static accuracy

Load regulation CV, CC ..... < ± 0.1 % FS<sup>4)</sup>  
Line regulation CV, CC ..... < ± 0.1 % FS<sup>5)</sup>

##### Transient response time

Load regulation CV, CC ..... < 2 ms<sup>6)</sup>  
Set value tracking CV, CC ..... < 2 ms<sup>7)</sup>

##### Stability

CV, CC ..... < ± 0.05 % FS<sup>8)</sup>

##### Temperature coefficient

CV ..... < 0.02 % FS / °C<sup>9)</sup>  
CC ..... < 0.03 % FS / °C<sup>9)</sup>

##### Output ripple

300 Hz Vpp ..... < 1.1 % FS<sup>10)</sup>  
300 Hz Vrms ..... < 0.4 % FS<sup>10)</sup>

##### Output noise

40 kHz – 1 MHz Vpp ..... < 1.5 V<sup>10)</sup>  
40 kHz – 1 MHz Vrms ..... < 0.1 V<sup>10)</sup>

##### Remote sensing

Terminals on rear side ..... Line voltage drop compensation

#### General specifications

Efficiency at nominal power ..... 92 %  
Weight..... 44 kg  
Width front panel..... 483 mm  
Width housing ..... (19") 444 mm  
Height front panel..... 265 mm  
Height housing ..... (6 U) 262 mm  
Depth with output terminals..... 495 mm  
Depth housing..... 450 mm  
Line input connections: ..... terminal block 4 x 10 mm<sup>2</sup>  
Output terminals: ..... nickel-plated copper bars,  
length: 40 mm, 1 hole 9 mm Ø in each bar

- 1) At nominal output power and line input voltage 3 x 390 VAC / 50 Hz. Soft-start to limit turn-on surge currents.
- 2) Current according to the given power limit of the corresponding units. (P=Uout \* Iout ≤ 16 kW; for Iout > 27 A → Uout < 600 V).
- 3) The maximum value of the internal resistance is automatically calculated via the DC nominal values (Ri [mΩ] = VLoad / ILoad = 600 VDC / 32 A) or limited by the maximum Ri-value: 32000 [mΩ].
- 4) Typical value for 0 – 100 % load variation, at constant line input and temperature conditions.
- 5) Typical value for input voltage variation within 360 – 440 VAC, at constant load and temperature conditions.
- 6) Typical recovery time to within < ± 5 % band of set value for a load step 10 – 90 %, ohmic load, at constant line input and temperature conditions. Transient response time can be slightly affected by multi-unit operation.
- 7) Typical recovery time to within < ± 5 % band of set value for a set value step 10 – 90 %, ohmic load, at constant line input and temperature conditions. Transient response time can be slightly affected by multi-unit operation.
- 8) Maximum drift over 8 hours after 30 minute warm-up time, at constant line input, load and temperature conditions.
- 9) Typical change of output values versus ambient temperature, at constant line input and load conditions.
- 10) Typical value at nominal ohmic load, line asymmetry < 1 Vrms.

Non-ohmic loads can lead to deviations in the technical data. All product specifications are subject to change without notification.

## TC.ACS.30.528.4WR.S.LC

Full 4-quadrant Grid Simulator



Grid Simulator  
– full digital, full 4-quadrant, full regenerative

### Scope of Application

The increasing number of alternative power sources like solar, wind driven or biological energy systems call for consistent and well demanding regulations for energy feed into the utility grid.

Manufacturers of such systems have to test and to prove the compliance of their equipment.

REGATRON TC.ACS represent the newest generation of fully programmable, full 4-quadrant grid simulation systems. Modular architecture and additional operation modes make them an ideal choice for test and R+D laboratories.

### TC.ACS-Programmable Parameters

- For each phase individually programmable:
- Variation of frequency up to 1000Hz
- Variation of phase angle
- Variation of amplitude
- Step changes of base frequency
- Voltage drops either three phase or each single phase
- Asymmetric three phase voltages
- Micro-ruptures and flicker
- Periodic and single shot under- and over-voltages
- Superimposed harmonic and inter-harmonic voltages up to 5 kHz
- Specialized software for EMC characterisation

### Software

An intuitive application based software allows for manual operation, programming and for automated test runs. A set of predefined voltage shapes – Sine, Clipped Sine, Sine divers, Square, multifunctional Ramp, Triangle, Sawtooth, user definable slope - facilitates a quick and easy definition of specific grid situations. The software offers also data acquisition, storage and documentation throughout the system.

**Regatron AG**  
Kirchstrasse 11  
CH-9400 Rorschach  
Switzerland

Tel +41 71 846 67 67  
Fax +41 71 846 67 77  
[www.regatron.com](http://www.regatron.com)  
[support@regatron.ch](mailto:support@regatron.ch)

## 30 kVA / 305 Vrms (L-N) / 43 A

### Hardware

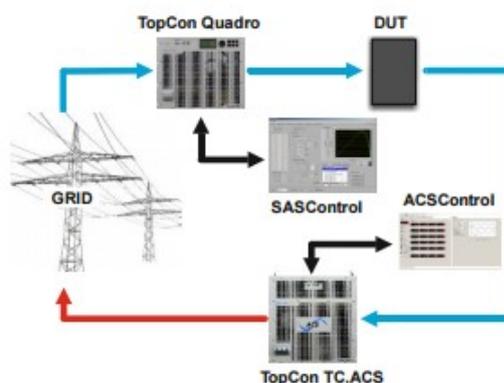
REGATRON grid simulator systems use a top-of-the-art multilevel double inverter technology. The main advantages over existing linear systems are a substantial reduction of power losses, full 4-quadrant operation, very compact power units and the modular, cost-effective architecture. This allows the user to choose a system size well-fitting his requirements, including the possibility for future power expansions and/or splitting-up of the system into several stand-alone subsystems. The basic triphase power units of 30kVA or 50 kVA may be expanded by simply paralleling further blocks even to big systems reaching 1 MVA.

Even higher power levels may be achieved by means of multi-system operation.

With the availability of the active neutral string, any single phase or asymmetric condition can be simulated. Additionally, the neutral can be connected to Protective Earth (PE), if required.

The system will allow for all relevant testing according to the grid-feed-in regulations (CENELEC, DIN, IEC). Note the operation as a grid simulator, as fast triphase full 4-quadrant voltage amplifier and as a programmable electronic load are possible.

### The Grid Simulator as a Building Block of a Complete Test Environment



Pic.1 Example of a Solar Inverter test bench with grid simulator

Owing to the full 4-quadrant capability of the TC.ACS system, almost all AC power equipment can be tested with the appropriate test procedures. An integrated test environment for solar inverters is composed of a Solar Array Simulation block (SAS), the device under test (DUT) and the grid simulator system (GRS). While the REGATRON SAS components allow for precise simulation of a user-defined solar array of any order under arbitrary conditions, the GRS simultaneously defines the different test conditions with respect to the grid connection.

By the addition of the bidirectional DC power supply TC.GSS to such a test environment, even the role of an energy storage pack within the setup may be experienced.

REGATRON offers complete and modular SAS systems based on the widespread, field-proven TopCon Quadro power supplies on one hand as well as complete GRS simulation on the other hand. Modern switched-mode technology ensures very compact and reliable systems with high overall efficiency.

# Highest accuracy & precision



- 1 External media slot
- 2 UI range display
- 3 Element setting
- 4 Display settings
- 5 Measurement item selection
- 6 Integration settings
- 7 Data saving
- 8 Built-in printer



### Standard features

- 1 Voltage input terminals
- 2 External current sensor input terminals
- 3 Current input terminals
- 4 GP-IB port
- 5 BNC connector for two-system synchronized measurement

### Optional features

- 6 Serial (RS-232) port (option/C2) or USB port (PC) (option/C12)
- 7 Ethernet port (100BASE-TX/10BASE-T) (option/C7)
- 8 VGA port (option/V1)
- 9 D/A output (option/DA)
- 10 Torque and speed input terminals (Motor Evaluation Option)

## Harmonic and Voltage Fluctuation/ Flicker Measurement

### Harmonic measurement (/G6 option)

The Harmonic Analysis Software (Model 761922) loads data measured by the WT3000E and performs harmonic analysis that complies with the latest IEC61000-3-2 & IEC61000-3-12 standards. The harmonic measurement software also performs harmonic measurement tests conforming to the latest IEC 61000-4-7 (window width is 10 cycles of 50 Hz and 12 cycles of 60 Hz) with WT3000E.

Communications: GP-IB, Ethernet (/C7)

### Harmonic current measurement value list and bar graph

Enables PASS/FAIL evaluations of harmonic measurement results in line with standard class divisions (A, B, C, D). It displays lists of measurement values, as well as bar graphs that allows users to compare the measured value and standard limit value for each harmonic component.

### Measurement mode

Three modes are available for harmonic measurement.

- **Harmonic observation:**  
To view current, voltage, and phase angle for each order in a bar graph.
- **Waveform observation:**  
To view measured signals to confirm the suitability of the range and other factors.
- **Harmonic measurement (standards testing):**  
To conduct standards tests and to make the necessary judgments.

Efficiency is gained by performing tests after checking the waveform in Observation mode.

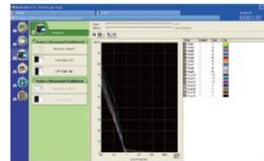
### Flicker measurement (/FL option)

This function enables voltage fluctuation and flicker measurements in compliance with the latest IEC61600-3-3 & IEC61000-3-11 standards to be carried out.

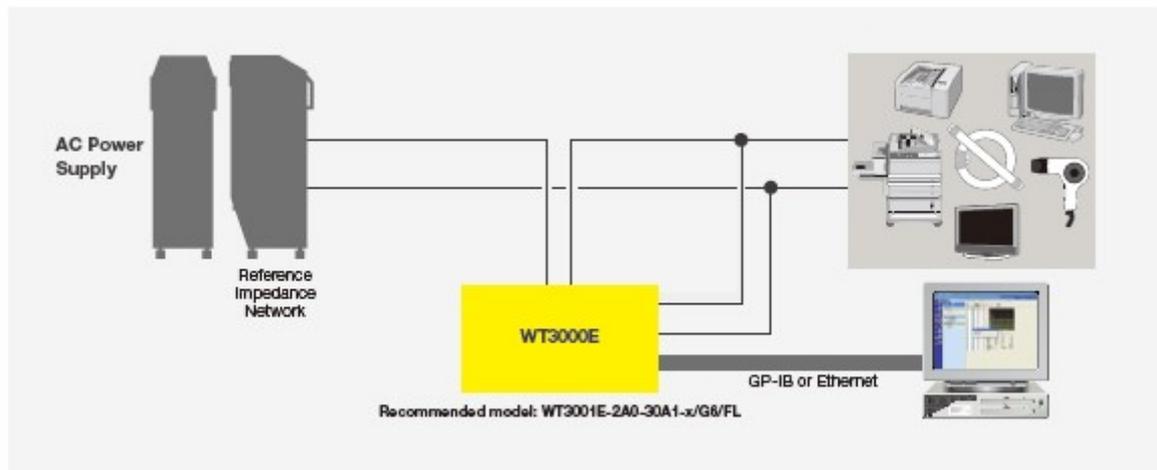
\*The WT3000E enables user to perform tests for flicker measurement. Also by using the 761922 harmonic/flicker measurement software, it is possible to display trend graphs, Cumulative probability (CPF) graphs, or reports of the dc, dmax, and Instantaneous flicker sensation (IFS) values in addition to the WT3000E evaluation results.



Harmonic bar graph display in harmonic observation mode



CPF graph display in Flicker observation mode



# Specifications

WT3000E

YOKOGAWA 

Inputs	
<b>Input terminal type</b>	
Voltage	Plug-in terminal (safety terminal)
Current	Direct input: Large binding post External Current Sensor input: Insulated BNC connector
<b>Input type</b>	
Voltage	Floating input, resistive potential divider method
Current	Floating input, shunt input method
<b>Measurement range (rated value)</b>	
Voltage	15 V, 30 V, 60 V, 100 V, 150 V, 300 V, 600 V, 1000 V (for crest factor 3) 7.5 V, 15 V, 30 V, 50 V, 75 V, 150 V, 300 V, 500 V (for crest factor 6)
<b>Current (2 A input element)</b>	
Direct input	5 mA, 10 mA, 20 mA, 50 mA, 100 mA, 200 mA, 500 mA, 1 A, 2 A (for crest factor 3) 2.5 mA, 5 mA, 10 mA, 25 mA, 50 mA, 100 mA, 250 mA, 500 mA, 1 A (for crest factor 6)
External Current Sensor input	50 mV, 100 mV, 200 mV, 500 mV, 1 V, 2 V, 5 V, and 10 V (for crest factor 3) 25 mV, 50 mV, 100 mV, 250 mV, 500 mV, 1 V, 2.5 V, and 5 V (for crest factor 6)
<b>Current (30 A input element)</b>	
Direct input	500 mA, 1 A, 2 A, 5 A, 10 A, 20 A, and 30 A (for crest factor 3) 250 mA, 500 mA, 1 A, 2.5 A, 5 A, 10 A, and 15 A (for crest factor 6)
External Current Sensor input	50 mV, 100 mV, 200 mV, 500 mV, 1 V, 2 V, 5 V, and 10 V (for crest factor 3) 25 mV, 50 mV, 100 mV, 250 mV, 500 mV, 1 V, 2.5 V, and 5 V (for crest factor 6)
<b>Input impedance</b>	
Voltage	Input resistance: Approx. 10 MΩ, input capacitance: Approx. 5 pF
<b>Current (2 A input element)</b>	
Direct input	Approx. 500 mΩ + approx. 0.07 μH
External Current Sensor input	Input resistance: Approx. 1 MΩ, input capacitance: Approx. 40 pF
<b>Current (30 A input element)</b>	
Direct input	Approx. 5.5 mΩ + approx. 0.03 μH
External Current Sensor input	Input resistance: Approx. 1 MΩ, input capacitance: Approx. 40 pF
<b>Instantaneous maximum allowable input (1s or less)</b>	
Voltage	Peak value of 2500 V or RMS value of 1500 V, whichever is less.
<b>Current (2 A input element)</b>	
Direct input	Peak value of 9 A or RMS value of 3 A, whichever is less.
External Current Sensor input	Peak value less than or equal to 10 times the measurement range.
<b>Current (30 A input element)</b>	
Direct input	Peak value of 150 A or RMS value of 50 A, whichever is less.
External Current Sensor input	Peak value less than or equal to 10 times the measurement range.
<b>Continuous maximum allowable input</b>	
Voltage	Peak value of 1600 V or RMS value of 1100 V, whichever is less. Or up to 1500 Vdc. This is a reference value.
<b>Current (2 A input element)</b>	
Direct input	Peak value of 6 A or RMS value of 2.2 A, whichever is less.
External Current Sensor input	Peak value less than or equal to 5 times the measurement range.
<b>Current (30 A input element)</b>	
Direct input	Peak value of 90 A or RMS value of 33 A, whichever is less.
External Current Sensor input	Peak value less than or equal to 5 times the measurement range.
<b>Continuous maximum common mode voltage (50/60 Hz)</b>	
Voltage input terminals	1000 Vrms
Current input terminals	1000 Vrms (Maximum allowable voltage that can be measured) 600 Vrms (Rated voltage of EN61010-2-030 standard)
External current sensor input connector: 600 Vrms	
<b>Important Safety Note:</b> Do not touch the inside of the BNC connector of the External Current Sensor input for safety reasons.	
<b>Rated voltage to ground</b>	
Voltage input terminals	1000 V
Current input terminals	1000 V (Maximum allowable voltage that can be measured) 600 V (Rated voltage of EN61010-2-030 standard)
External current sensor input connector: 600 V	
<b>Important Safety Note:</b> Do not touch the inside of the BNC connector of the External Current Sensor input for safety reasons.	

<b>A/D converter</b>	Simultaneous voltage and current conversion and 16-bit resolution. Conversion speed (sampling rate): Approximately 5 μs. See harmonic measurement items for harmonic display.
<b>Range switching</b>	Can be set for each input element.
<b>Auto range functions</b>	
Increasing range value	<ul style="list-style-type: none"> <li>When the measured values of U and I exceed 110% of the range rating</li> <li>When the peak value exceeds approximately 330% of the range rating (or approximately 660% for crest factor 6)</li> </ul>
Decreasing range value	<ul style="list-style-type: none"> <li>When the measured values of U and I fall to 30% or less of the range rating, and Upk and Ipk are 300% or less of the lower range value (or 600% for crest factor 6)</li> </ul>

Display	
Display	8.4-inch color TFT LCD monitor
Total number of pixels*	640 (horiz.) × 480 (vert.) dots *Up to 0.02% of the pixels on the LCD may be defective.
Waveform display resolution	501 (horiz.) × 432 (vert.) dots
<b>Display update</b>	
Same as the data update rate. Exceptions are listed below.	
<ul style="list-style-type: none"> <li>The display update interval of numeric display (4, 8, and 16 items) is 250 ms when the data update rate is 50 ms or 100 ms.</li> <li>The display update interval of numeric display (ALL, Single List, and Dual List) is 500 ms when the data update rate is 50 ms to 250 ms.</li> <li>The display update rate of the trend display, bar graph display, and vector display is 1 s when the data update rate is 50 ms to 500 ms.</li> <li>The display update interval of the waveform display is approximately 1 s when the data update rate is 50 ms to 1 s. However, it may be longer depending on the trigger setting.</li> </ul>	

Calculation Function					
		Single-phase, 3 wire	3 phase, 3 wire (3 voltage 3 current)	3 phase, 4 wire	
$U_{\Sigma}$ [V]		$(U1+U2)/2$	$(U1+U2+U3)/3$		
$I_{\Sigma}$ [A]		$(I1+I2)/2$	$(I1+I2+I3)/3$		
$P_{\Sigma}$ [W]		$P1+P2$		$P1+P2+P3$	
$S_{\Sigma}$ [VA]	TYPE1	$S1+S2$	$\frac{\sqrt{3}}{2}(S1+S2)$	$\frac{\sqrt{3}}{3}(S1+S2+S3)$	
	TYPE2			$S1+S2+S3$	
	TYPE3	$\sqrt{P_{\Sigma}^2+Q_{\Sigma}^2}$			
$Q_{\Sigma}$ [var]	TYPE1	$Q1+Q2$		$Q1+Q2+Q3$	
	TYPE2	$\sqrt{S_{\Sigma}^2-P_{\Sigma}^2}$			
	TYPE3	$Q1+Q2$		$Q1+Q2+Q3$	
$Pc_{\Sigma}$ [W]		$Pc1+Pc2$		$Pc1+Pc2+Pc3$	
$Wp_{\Sigma}$ [Wh]		$Wp1+Wp2$		$Wp1+Wp2+Wp3$	
$Wp+\Sigma$ [Wh]		$Wp+1+Wp+2$		$Wp+1+Wp+2+Wp+3$	
$Wp-\Sigma$ [Wh]		$Wp-1+Wp-2$		$Wp-1+Wp-2+Wp-3$	
$q_{\Sigma}$ [Ah]		$q1+q2$		$q1+q2+q3$	
$q+\Sigma$ [Ah]		$q+1+q+2$		$q+1+q+2+q+3$	
$q-\Sigma$ [Ah]		$q-1+q-2$		$q-1+q-2+q-3$	
$WS_{\Sigma}$ [VAh]		$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S_{\Sigma}(n) \times \text{Time}$ $S_{\Sigma}(n)$ is the n <sup>th</sup> apparent power $\Sigma$ function, and N is the number of data updates.			
$WQ_{\Sigma}$ [varh]		$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N  Q_{\Sigma}(n)  \times \text{Time}$ $Q_{\Sigma}(n)$ is the n <sup>th</sup> reactive power $\Sigma$ function, and N is the number of data updates.			
$\lambda_{\Sigma}$		$\frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}}$			
$\phi_{\Sigma}$ [°]		$\cos^{-1}\left(\frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}}\right)$			

Note 1) The instrument's apparent power (S), reactive power (Q), power factor (λ), and phase angle (φ) are calculated using measured values of voltage, current, and active power. (However, reactive power is calculated directly from sampled data when TYPE3 is selected.) Therefore, when distorted waveforms are input, these values may be different from those of other measuring instruments based on different measuring principals.

Note 2) The value of Q in the Q $\Sigma$  calculation is calculated with a preceding minus sign (-) when the current input leads the voltage input, and a plus sign when it lags the voltage input, so the value of Q $\Sigma$  may be negative.

$\eta$ [%]	Set a efficiency calculation up to 4
User-defined functions F1 to F20	Create equations combining measurement function symbols, and calculate up to twenty numerical data.



### PV-RLC Test Load

SHENZHEN PARWA TECHNOLOGY COMPANY LIMITED

TEL: (+86 755)26932694

FAX: (+86 755)86297553

Contact Person: Miss icy

Mobile: +86 18824232547

Add.: 6 Floor, 5 Building, Nangang the Second Industrial Park, Songbai Road NO.1026, Xili, Nanshan District, Shenzhen, China

Website: <http://www.parwa.com.cn>

E-mail: [icyparwa@163.com](mailto:icyparwa@163.com)

Skype: Icy-Parwa



Model	PV-RLC 225-10K	PV-RLC 385-15K	PV-RLC 385-18K	PV-RLC 385-30K	PV- RLC385-4 5K	PV-RLC 385-60K	PV-RLC 385- 120K	PV-RLC 385- 120K	
Capacity	10KVA	15KVA	18KVA	30KVA	45KVA	60KVA	90KVA	120KVA	
Test voltage	1 $\phi$ 2W, 230V 60HZ 3 $\phi$ 4W, 400V 50Hz or 3 $\phi$ 4W, 480V 60Hz (both specifications are met)								
Working power	1 $\phi$ 2W, AC 220V 60HZ								
Resistive load	11.11Kw	15.33 Kw	18.33 Kw	33.33 Kw	45.33 Kw	63.33 Kw	90.33 Kw	123.33 Kw	
Inductive load	11.11Kvar	15.33 Kvar	18.33 Kvar	33.33 Kvar	45.33 Kvar	63.33 Kvar	90.33 Kvar	123.33 Kvar	
Capacitive load	11.11Kvar	15.33 Kvar	18.33 Kvar	33.33 Kvar	45.33 Kvar	63.33 Kvar	90.33 Kvar	123.33 Kvar	
A phase	Resistive power		5.11 Kw	6.11 Kw	11.11 Kw	15.11 Kw	21.11 Kw	30.11 Kw	41.11 Kw
	Inductive power	-----	5.11 Kvar	6.11 Kvar	11.11 Kvar	15.11 Kvar	21.11 Kvar	30.11 Kvar	41.11 Kvar
	Capacitiv e power		5.11 Kvar	6.11 Kvar	11.11 Kvar	15.11 Kvar	21.11 Kvar	30.11 Kvar	41.11 Kvar

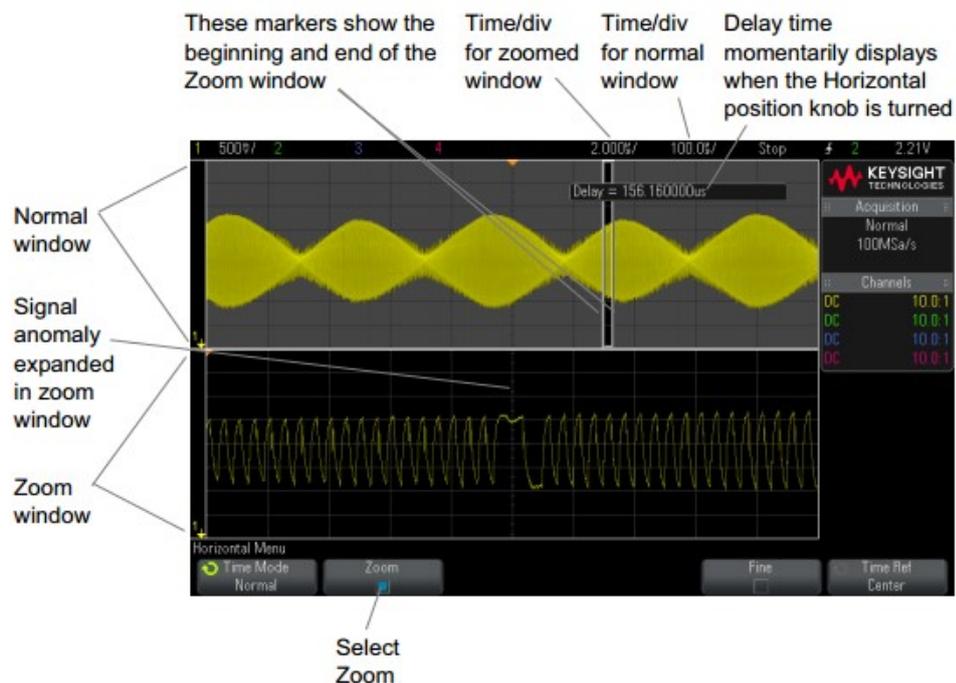
B phase	Resistive power		5.11 Kw	6.11 Kw	11.11 Kw	15.11 Kw	21.11 Kw	30.11 Kw	41.11 Kw
	Inductive power	-----	5.11 Kvar	6.11 Kvar	11.11 Kvar	15.11 Kvar	21.11 Kvar	30.11 Kvar	41.11 Kvar
	Capacitive power		5.11 Kvar	6.11 Kvar	11.11 Kvar	15.11 Kvar	21.11 Kvar	30.11 Kvar	41.11 Kvar
C phase	Resistive power		5.11 Kw	6.11 Kw	11.11 Kw	15.11 Kw	21.11 Kw	30.11 Kw	41.11 Kw
	Inductive power	-----	5.11 Kvar	6.11 Kvar	11.11 Kvar	15.11 Kvar	21.11 Kvar	30.11 Kvar	41.11 Kvar
	Capacitive power		5.11 Kvar	6.11 Kvar	11.11 Kvar	15.11 Kvar	21.11 Kvar	30.11 Kvar	41.11 Kvar
Resolution	R :0.001KW, L: 0.001Kvar, C: 0.001Kvar								
working mode	Resistive, inductive and capacitive loads can be freely combined								
<b>The main test items</b>									
Can be used for the following experiments: Grid inverter anti-islanding protection test, test inverter efficiency, power factor measurement test, overload protection test									
Control mode	Keyboard operating on the panel and Remote PC operation								
<b>Display Measurement</b>									
Main measurement parameters	Voltage, current, frequency, active power, reactive power, power factor, voltage harmonics and current harmonics								
Current resolution	0.01A					0.1A			
Current accuracy	±0.8%								
Voltage resolution	0.1V								
Voltage accuracy	±1%								
Display	800×480 LCD Display								
<b>Communication Interface</b>									
RS485									
<b>OTHER</b>									
Input mode	Numeric keypad and Fraxel dial								
Protection	Over temperature								
Store Functions	Measurement data can be stored on the host computer via a PC								
Cooling method	Air-cooled								
Operating Temperature	-10°C ~ +40°C								
W×H×D(mm)	550×1460×700	1200×1700×1230	1200×1700×1230	1200×1700×1230	1200×1700×1230	1200×1800×1230	1200×2000×1230	1200×2000×1230	1200×2000×1230

# Keysight InfiniiVision 3000 X-Series Oscilloscopes



**Table 1** 3000 X-Series Model Numbers, Bandwidths, Sample Rates

Band width	100 MHz	200 MHz	350 MHz	500 MHz	1 GHz
Sample Rate (interleaved, non-interleaved)	4 GSa/s, 2 GSa/s	4 GSa/s, 2 GSa/s	4 GSa/s, 2 GSa/s	4 GSa/s, 2 GSa/s	5 GSa/s, 2.5 GSa/s
2-Channel + 16 Logic Channels MSO	MSO-X 3012A		MSO-X 3032A	MSO-X 3052A	MSO-X 3102A
4-Channel + 16 Logic Channels MSO	MSO-X 3014A	MSO-X 3024A	MSO-X 3034A	MSO-X 3054A	MSO-X 3104A
2-Channel DSO	DSO-X 3012A		DSO-X 3032A	DSO-X 3052A	DSO-X 3102A
4-Channel DSO	DSO-X 3014A	DSO-X 3024A	DSO-X 3034A	DSO-X 3054A	DSO-X 3104A





# Fluke 8808A Digital Multimeter

## Specifications

### Making measurements is as simple as pushing a button

The Fluke 8808A 5.5 digit multimeter has a broad range of functions, measuring volts, ohms and amps with a basic V dc accuracy of 0.01 %. It is remarkably easy to use, even by unskilled operators, because it makes the measurements you perform most often extremely easy and fast to do.

Six setup buttons on the 8808A front panel operate like a car radio's station presets. Simply set up the meter for a common measurement, then press shift followed by a setup button (S1 to S6) to save the setup. Now each time you perform that measurement, you simply press the appropriate setup key. It's that easy!

The setup buttons eliminate the need to follow complex work instruction sheets. Operators no longer need to press multiple buttons to set up a measurement function and range, test limits, or enter other parameters to make a measurement.

### Eliminate production mistakes

The Fluke 8808A 5.5 digit multimeter dependably performs the most common measurements required by today's applications.



### Features at a glance

- 5.5 digit resolution
- Basic V dc accuracy of 0.01 %
- Dual display
- Dedicated dc leakage current measurement
- 2x4 ohms 4-wire measurement technique
- Six dedicated buttons for fast access to instrument setups
- Hi.Lo limit compare for Pass/Fail testing
- Fluke 45 remote command emulation

Whether you are performing functional tests or making critical measurements on test points, using the limit compare mode with pass/fail indicators eliminates production mistakes, especially those where results are "on the edge."

The 8808A display has built-in enunciators that clearly show the operator whether a test passes or fails. The pass/fail indicators take the guesswork out of testing: the result is either within limits or it's out.

### DC Voltage Specifications

<b>Maximum Input</b> .....	1000 V on any range
<b>Common Mode Rejection</b> .....	120 dB at 50 or 60 Hz ±0.1 % (1 kΩ unbalance)
<b>Normal Mode Rejection</b> .....	80 dB at Slow Rate
<b>A/D Nonlinearity</b> .....	15 ppm of range
<b>Input Bias Current</b> .....	<30 pA at 25 °C
<b>Settling Considerations</b> .....	Measurement settling times are affected by source impedance, cable dielectric characteristics, and input signal changes

### Input Characteristics

Range	Full-Scale (5-1/2 Digits)	Resolution			Input Impedance
		Slow	Medium	Fast	
200 mV	199.999 mV	1 μV	10 μV	10 μV	>10 GΩ <sup>[1]</sup>
2 V	1.99999 V	10 μV	100 μV	100 μV	>10 GΩ <sup>[1]</sup>
20 V	19.9999 V	100 μV	1000 μV	1000 μV	10 MΩ±1 %
200 V	199.999 V	1 mV	10 mV	10 mV	10 MΩ±1 %
1000 V	1000.00 V	10 mV	100 mV	100 mV	10 MΩ±1 %

Notes:

[1] At some dual display measurements, the input impedance of 200 mV and 2 V ranges may be changed to 10 MΩ.

Range	Uncertainty <sup>Ⓜ</sup>		Temperature Coefficient/°C Outside 18 – 28 °C
	90 days	1 year	
	23 °C ± 5 °C		
200 mV	0.01 + 0.003	0.015 + 0.004	0.0015 + 0.0005
2 V	0.01 + 0.002	0.015 + 0.003	0.001 + 0.0005
20 V	0.01 + 0.003	0.015 + 0.004	0.0020 + 0.0005
200 V	0.01 + 0.002	0.015 + 0.003	0.0015 + 0.0005
1000 V	0.01 + 0.002	0.015 + 0.003	0.0015 + 0.0005

Notes:

[1] Uncertainty given as ± (% of reading + % of range)