

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE POS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HENRIQUE HORST FIGUEIRA

**SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ENSAIO DE INVERSORES  
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM ACORDO COM  
NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA**

Santa Maria, RS  
2016



**Henrique Horst Figueira**

**SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ENSAIO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE EM ACORDO COM NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA**

Dissertação apresentada ao Curso De Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Hélio Leães Hey

Santa Maria, RS  
2016

---

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Horst Figueira, Henrique  
SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ENSAIO DE INVERSORES  
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM ACORDO COM  
NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA / Henrique Horst Figueira.- 2016.  
156 p.; 30 cm

Orientador: Hélio Leães Hey  
Coorientador: Leandro Michels  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Bancada de ensaios 2. Inversor fotovoltaico 3.  
Software de automação I. Leães Hey, Hélio II. Michels,  
Leandro III. Título.

---

© 2016

Todos os direitos autorais reservados a Henrique Horst Figueira. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: hhfigueira@gmail.com.br

**Henrique Horst Figueira**

**SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ENSAIO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE EM ACORDO COM NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA**

Dissertação apresentada ao Curso De Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 03/08/2016:**

---

Prof. Hélio Leães Hey, Dr. (UFSM)  
(Presidente/Orientador)

---

Prof. Leandro Michels, Dr. (UFSM)

---

Prof. Carlos Alberto Canesin, Dr. (UNESP/Ilha Solteira)

---

Prof. Jorge Rodrigo Massing, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS  
2016



Dedico esse trabalho à minha mãe Karyn, minha tia Rosella, minha irmã Beatriz, a meus avós Milton e Altahyr por todo apoio nessa jornada. E a minha namorada, Tatiane, pelo amor e compreensão.





## AGRADECIMENTOS

Nenhum estudo se faz sozinho, ele é resultado de muitas pessoas que por algum motivo tiveram caminhos cruzados para somar. É por isso que registro aqui minha gratidão por aqueles que de alguma deixaram sua marca nesse trabalho.

Quero agradecer, em primeiro lugar, a Deus, por demonstrar que somos mais fortes do que imaginamos, por iluminar meu caminho e pela coragem durante toda esta caminhada.

À minha mãe Karyn e minha irmã Beatriz, meus avós Milton e Altahyr que não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida. À minha namorada Tatiane pelo carinho e compreensão. Com certeza esse trabalho prosperou devido ao teu apoio sempre que precisei.

Ao professor Hélio Leães Hey, que me iniciou no caminho da pesquisa, e que agora, como orientador, encerra mais um ciclo trabalhando juntos, pelo conhecimento e experiência transmitidos ao longo do mestrado e pela amizade.

Agradeço especialmente ao professor Leandro Michels, por ter me concedido a oportunidade da realização deste trabalho sob sua orientação, pelo conhecimento que adquiri ao longo desse trabalho, pelos conselhos e amizade.

Aos professores do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEOPC) Prof. Cassiano Rech, Prof. Luciano Schuch, Prof. José Renes Pinheiro, Prof. Hilton Gründling, Prof. Humberto Pinheiro pelas inúmeras colaborações com esse trabalho.

Aos colegas do programa de pós-graduação em engenharia elétrica (PPGEE) Rafael Scapini, Renan Reiter, Lucas Bellinaso, Jonas Tibola, Caio Ruviaro, Gleisson Balen, Ademir Toebe, Fabricio Cazakevicius, Bernardo Andres, Marcos Tetrer, Luiz Pietta, Jonatan Zientarki, Hamilton Sartori, Tadeu Vargas, Fernando Beltrame, Josemar Quevedo, João Manoel Lenz, Julian Guiacomini, Rodrigo Cordeiro e Ricardo Bortlini pelos fortes laços de amizade criados, pela troca de conhecimento e experiência sempre que preciso.

Por fim, aos colegas de Laboratório de Ensaio Nicolás Basquera, Matheus Bertagnolli, e Débora Steinhorst que dia a dia se esforçam e colaboram para o sucesso desse projeto.



“Quanto mais aumenta nosso  
conhecimento, mais evidente  
fica nossa ignorância”.

John F. Kennedy



## RESUMO

### **SISTEMA AUTOMATIZADO PARA ENSAIO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM ACORDO COM NORMATIZAÇÃO BRASILEIRA**

AUTOR: Henrique Horst Figueira  
ORIENTADOR: Prof. Dr. Hélio Leães Hey  
COORIENTADOR: Prof. Dr. Leandro Michels

Esse trabalho tem como objetivo desenvolver uma bancada de ensaio automatizado para inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Para tanto, se realizou um estudo das normas europeias, norte-americanas e brasileiras relacionadas ao assunto com o propósito de comparar a norma brasileira com relação às demais. Uma comparação entre elas no que tange aos limites de operação é apresentado. Na sequência do trabalho são avaliadas as restrições impostas para cada equipamento utilizado no ensaio de certificação de inversores fotovoltaicos, a destacar: fonte emuladora CA, fonte emuladora FV, analisador de energia, osciloscópio e fliquerímetro. Por fim, é desenvolvido um software para automação dos ensaios que é aplicado para auxílio aos processos de configuração de fontes, aquisição de medidas e geração de relatório. Esse software é avaliado através da obtenção de ensaios experimentais, cujos resultados são comparados com equivalentes obtidos através de ensaios não-automatizados, possibilitando a validação do sistema proposto.

**Palavras-chave:** Bancada de ensaios. Inversor fotovoltaico. Software de automação.



## **ABSTRACT**

### **AUTOMATED TEST SYSTEM FOR GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC INVERTER IN AGREEMENT WITH THE BRAZILIAN STANDARDS**

**AUTHOR:** Henrique Horst Figueira  
**ADVISOR:** Prof. Dr. Hélio Leães Hey  
**COADVISOR:** Prof. Dr. Leandro Michels

This document aims to develop an automated test platform for grid-connected photovoltaic inverters. Therefore, it was conducted a study of European, North American and Brazilian standards related in order to compare the Brazilian standard with respect to the others. A comparison between them with respect to the operating limits is presented. Further, the restrictions are evaluated for each equipment used in the testing of PV inverters certification: CA emulator source emulator PV supply, power analyzer, oscilloscope and flickermeter. Finally, it was developed a software for automation of tests, which is applied for supporting the configuration sources processes, acquisition measures and test report generation. This software is evaluated by obtaining experimental tests, whose results are compared with equivalent obtained through non-automated tests, enabling the validation of the system.

**Keywords:** Test platform. Photovoltaic inverter. Automated test software.





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de balanço energético na transformação de energia. ....	25
Figura 2 – Porcentagem de Utilização por Tipo de Fonte de Energia.....	26
Figura 3 – Parcela de energia renovável estimada da produção global de eletricidade .....	27
Figura 4 – CO <sub>2</sub> emitido no mundo por setor - Total de 32,2 Gt de CO <sub>2</sub> .....	27
Figura 5 – Capacidade instalada de geração elétrica por tipo .....	28
Figura 6 – Geração de Eletricidade por tipo.....	28
Figura 7 – Capacidade mundial de geração de energia solar fotovoltaica. ....	29
Figura 8 – Número de conexões acumulado. ....	34
Figura 9 – Número de conexões por fonte. ....	34
Figura 10 – Potência total instalada em kW. ....	34
Figura 11 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.....	49
Figura 12 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.....	50
Figura 13 – Curva de ajuste dinâmico para inversor de potência superior a 15 kW.....	52
Figura 14 – Exemplo de utilização de % var <sub>Disp</sub> com faixa morta de +/-1%.....	52
Figura 15 – Esquemático de ensaio de anti-ilhamento .....	58
Figura 16 – Curva padrão de compensação de potência reativa.....	65
Figura 17 – Curva padrão de compensação de potência reativa.....	66
Figura 18 – Curva de limitação da potência ativa em sobrefrequência.....	67
Figura 19 – Especificações para requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede.....	69
Figura 20 – Circuito proposto para ensaio do inversor. ....	71
Figura 21 – Tempos de desconexão por comportamento anormal da tensão da rede. Valores percentuais da tensão nominal. (a) Norma brasileira ABNT 16149 vs Norte-Americana 1547. (b) Norma brasileira ABNT 16149 vs IEC 61727.....	76
Figura 22 – Diagrama de blocos da plataforma de ensaio.....	85
Figura 23 – Esquemático da Carga CA – Impedância de rede.....	87
Figura 24 – Restrições do Banco RLC .....	88
Figura 25 – Esquemático da Carga CA – Banco RLC .....	88
Figura 26 – Fontes emuladoras FV: (a) Fonte Supplier 1500-100-i554551, (b) Fonte Agilent E4360A.....	90
Figura 27 – Associação de fonte CC/ fonte emuladora FV: (a) Esquemático da ligação, (b) Curva VxI resultante. ....	91
Figura 28 – Fontes emuladoras CA: (a) Fonte Supplier1100-33-15-PFC55250, (b) Fontes Supplier 10000-60-40-PFC55450.....	93
Figura 29 – Cargas resistivas: (a) Carga CA – Banco resistivo passivo, (b) Carga CA – Banco resistivo regenerativo.....	94
Figura 30 – Frente da Carga CA – Impedância de rede. ....	96
Figura 31 – Bancada de ensaios desenvolvida. ....	98
Figura 32 – Esquemático dos equipamentos envolvidos.....	99
Figura 33 – Arranjo disponível para ensaios: (a) Bancada e Fontes empregadas, (b) Bancada e Cargas projetadas, (c) Quadro de comando da bancada de ensaio. ....	100
Figura 34 – Painel completo do software de ensaio proposto. ....	101
Figura 35 – Guia SGLab.....	104
Figura 36 – Guia Dados do ESE.....	105
Figura 37 – Guia Especificações do ESE. ....	106
Figura 38 – Guia Configuração do Sistema.....	107
Figura 39 – Guia Resumos de Testes. ....	109

Figura 40 – Exemplo de ensaio, Injeção de Corrente CC.....	110
Figura 41 – Sequência de preparo para ensaio no Quadro C: (a) Botão <i>Scan</i> , (b) Botão <i>Preset</i> .....	111
Figura 42 – Sequência de preparo para ensaio no Quadro C: (a) Etapa de configuração, (b) Etapa de habilitar fontes, (c) Etapa de iniciar ensaio.....	112
Figura 43 – Primeiro estado. Acionamento de contactoras e liga fontes emuladoras. ....	113
Figura 44 – Segundo estado. Leitura tensão/corrente para verificação do ponto de máxima potência.....	114
Figura 45 –Terceiro estado. Leitura das condições elétricas de entrada e saída.....	114
Figura 46 – Quinto estado. Leitura das variáveis de interesse (corrente CC) e avança para nova faixa de potência. ....	115
Figura 47 – Estrutura de eventos que inicia máquina de estados para escanear equipamentos. .....	147
Figura 48 – Máquina de estados para escanear equipamentos.....	147
Figura 49 – Verifica plana de acionamento da National.....	148
Figura 50 – Verifica osciloscópio. ....	148
Figura 51 – Verifica analisador de energia. ....	148
Figura 52 – Verifica emulador CA. ....	149
Figura 53 – Verifica emulador FV.....	149
Figura 54 – Estrutura de eventos que inicia máquina de estados para traças a curva fotovoltaica. .....	150
Figura 55 – Máquina de estados para gerar a curva fotovoltaica.....	150
Figura 56 – Gera a curva fotovoltaica utilizando script do Matlab. ....	150
Figura 57 – Gera a curva fotovoltaica utilizando script do Matlab. ....	151
Figura 58 – Estrutura de eventos que inicia máquina de estados para configuração da bancada para um ensaio. ....	152
Figura 59 – Máquina de estados para configuração da bancada.....	152
Figura 60 – Fonte emuladora CA, padrão.....	152
Figura 61 – Fonte emuladora CA, degrau.....	153
Figura 62 – Analisador de energia.....	153
Figura 63 – Fonte emuladora FV.....	153
Figura 64 – Osciloscópio. ....	154

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Lista de ensaios necessários para certificação de um inversor fotovoltaico.....	36
Tabela 2 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão. ....	41
Tabela 3 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência. ....	41
Tabela 4 – Limite de harmônicos permitidos. ....	42
Tabela 5 – Limites resumidos da IEEE Std. 1547:2003.....	43
Tabela 6 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão. ....	44
Tabela 7 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência. ....	45
Tabela 8 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão. ....	49
Tabela 9 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência. ....	51
Tabela 10 – Limite de harmônicos permitidos. ....	55
Tabela 11 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão. ....	56
Tabela 12 – Limites resumidos da IEC Std. 61727:2004.....	57
Tabela 13 – Condições de ensaio para anti-ilhamento. ....	58
Tabela 14 – Limites de desconexão por corrente diferencial-residual. ....	60
Tabela 15 – Limites resumidos da DIN VDE V 126-1-1.....	60
Tabela 16 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão. ....	62
Tabela 17 – Níveis de tensão regulamentados.....	62
Tabela 18 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência. ....	62
Tabela 19 – Limites resumidos do PRODIST Módulo 8 .....	63
Tabela 20 – Limites de harmônicos permitidos.....	64
Tabela 21 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão. ....	66
Tabela 22 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência. ....	67
Tabela 23 – Limites resumidos da ABNT NBR 16149.....	70
Tabela 24 – Listas dos ensaios da ABNT NBR 16150.....	72
Tabela 25 – Limitação de injeção de corrente CC por norma. ....	73
Tabela 26 – Lista de limitação de harmônicos por norma.....	74
Tabela 27 – Valores de frequência para operação e tempos de desconexão por norma.....	78
Tabela 28 - Tabela comparativa das normas avaliadas. ....	82
Tabela 29 – Restrições da fonte emuladora FV.....	86
Tabela 30 – Restrições da fonte emuladora CA. ....	86
Tabela 31 – Restrições do analisador de energia.....	88
Tabela 32 – Especificações da fonte emuladora FV Supplier.....	90
Tabela 33 – Especificações da fonte emuladora FV Agilent.....	90
Tabela 34 – Especificações da fonte emuladora FV Agilent em paralelo.....	91
Tabela 35 – Especificações do arranjo das fontes emuladoras FV Agilent em série com a fonte CC.....	92
Tabela 36 – Especificações da fonte emuladora CA monofásica.....	92
Tabela 37 – Especificações da fonte emuladora CA trifásica. ....	92
Tabela 38 – Especificações da carga regenerativa .....	94
Tabela 39 – Arranjo final de cada fase da Impedância de Rede.....	95
Tabela 40 – Especificação do Analisador de Energia .....	96
Tabela 41 – Especificação do Osciloscópio .....	97
Tabela 42 – Registro (log) gerado com informações relacionadas ao ESE.....	107
Tabela 43 – Arquivo resultado de ensaio de Injeção de Corrente CC.....	112
Tabela 44 – Resultados do ensaio de cintilação. ....	118
Tabela 45 – Resultados do ensaio de injeção de corrente CC.....	119

Tabela 46 – Resultado do ensaio de harmônicos e distorção de forma de onda.....	120
Tabela 47 – Resultado do ensaio de fator de potência.....	122
Tabela 48 – Resultado do ensaio de tensão de desconexão por sobretensão.....	123
Tabela 49 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por sobretensão.....	124
Tabela 50 – Resultado do ensaio de tensão de desconexão por subtensão.....	125
Tabela 51 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por subtensão.....	126
Tabela 52 – Resultado do ensaio de frequência de desconexão por sobrefrequência.....	127
Tabela 53 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por subfrequência.....	128
Tabela 54 – Resultado do ensaio de frequência de desconexão por subfrequência.....	129
Tabela 55 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por subfrequência.....	130
Tabela 56 – Resultado do ensaio de controle de potência ativa.....	131
Tabela 57 – Resultado do ensaio de reconexão.....	133
Tabela 58 – Resultado do ensaio de religamento automático fora de fase.....	134
Tabela 59 – Resultado do ensaio de reconexão.....	135
Tabela 60 – Resultado do ensaio de inversão de polaridade.....	137
Tabela 61 – Resultado do ensaio de sobrecarga.....	138
Tabela 62 – Resultado do ensaio de anti-ilhamento.....	139

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>25</b>
1.1	MOTIVAÇÃO .....	30
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	31
1.3	OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO .....	36
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	37
<b>2</b>	<b>ANÁLISE DAS NORMAS TÉCNICAS EMPREGADAS NO ENSAIO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.....</b>	<b>39</b>
2.1	NORMAS TÉCNICAS NORTE-AMERICANAS .....	39
<b>2.1.1</b>	<b>IEEE Std. 1547:2003</b> .....	<b>39</b>
2.1.1.1	Critérios Gerais .....	40
2.1.1.2	Resposta para condição anormal da rede .....	40
2.1.1.3	Qualidade da Energia .....	42
2.1.1.4	Resumo.....	43
<b>2.1.2</b>	<b>Norma IEEE Std. 1547a:2014 – Emenda a IEEE Std. 1547:2003</b> .....	<b>43</b>
2.1.2.1	Resposta por comportamento anormal da rede .....	44
<b>2.1.3</b>	<b>IEEE Std. 1547.1</b> .....	<b>45</b>
<b>2.1.4</b>	<b>UL Std. 1741.....</b>	<b>46</b>
<b>2.1.5</b>	<b>Regra de Tarifa de Energia da Califórnia - Rule 21.....</b>	<b>46</b>
2.1.5.1	Taxas de rampa de conexão e desconexão .....	47
2.1.5.2	Reconexão suave .....	48
2.1.5.3	Resposta para condição anormal da rede .....	48
2.1.5.4	Compensação de potência reativa .....	51
2.1.5.5	Fator de potência fixo.....	52
2.1.5.6	Anti-ilhamento .....	53
2.2	NORMAS TÉCNICAS EUROPEIAS .....	54
<b>2.2.1</b>	<b>IEC Std. 61727</b> .....	<b>54</b>
2.2.1.1	Compatibilidade com a rede.....	54
2.2.1.2	Segurança pessoal e proteção do sistema FV .....	55
2.2.1.3	Resumo.....	57
<b>2.2.2</b>	<b>IEC Std. 62116.....</b>	<b>58</b>
<b>2.2.3</b>	<b>DIN VDE V 0126-1-1.....</b>	<b>59</b>
2.2.3.1	Resumo.....	60
2.3	NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS .....	61
<b>2.3.1</b>	<b>PRODIST</b> .....	<b>61</b>
2.3.1.1	Fator de potência .....	61
2.3.1.2	Condições anormais da rede.....	62
2.3.1.3	Resumo.....	63
<b>2.3.2</b>	<b>ABNT NBR 16149</b> .....	<b>63</b>
2.3.2.1	Compatibilidade com a rede.....	63
2.3.2.2	Segurança pessoal e proteção do sistema FV .....	66
2.3.2.3	Controle externo .....	69
2.3.2.4	Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede .....	69
2.3.2.5	Resumo.....	70
<b>2.3.3</b>	<b>ABNT NBR 16150</b> .....	<b>71</b>
<b>2.3.4</b>	<b>ABNT IEC 62116.....</b>	<b>72</b>
<b>2.3.5</b>	<b>Portaria nº 357 do Inmetro.....</b>	<b>72</b>

2.3.5.1	Inversão de polaridade .....	72
2.3.5.2	Sobrecarga .....	73
2.4	ANALISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMATIZAÇÕES NORTE-AMERICANA, EUROPEIA E BRASILEIRA.....	73
<b>2.4.1</b>	<b>Qualidade da energia do inversor .....</b>	<b>73</b>
2.4.1.1	Injeção de componente CC .....	73
2.4.1.2	Harmônicos e distorção de forma de onda .....	74
2.4.1.3	Fator de potência e injeção de potência reativa .....	74
<b>2.4.2</b>	<b>Qualidade da energia da rede.....</b>	<b>75</b>
2.4.2.1	Cintilação.....	75
2.4.2.2	Comportamento anormal da tensão .....	75
2.4.2.3	Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede .....	77
2.4.2.4	Comportamento anormal da frequência.....	77
2.4.2.5	Anti-ilhamento .....	78
<b>2.4.3</b>	<b>Necessidades de instalação .....</b>	<b>79</b>
2.4.3.1	Aterramento .....	79
2.4.3.2	Seccionamento .....	79
<b>2.4.4</b>	<b>Proteções .....</b>	<b>79</b>
2.4.4.1	Reconexão fora de fase.....	79
2.4.4.2	Tempo de reconexão.....	79
2.4.4.3	Curto-circuito.....	80
2.4.4.4	Proteção contra interferência eletromagnética.....	80
2.4.4.5	Paralelismo .....	80
2.4.4.6	Monitoramento .....	80
2.4.4.7	Controle externo .....	80
<b>2.4.5</b>	<b>Tabela comparativa .....</b>	<b>81</b>
2.5	SUMÁRIO .....	83
<b>3</b>	<b>SISTEMA AUTOMATIZADO PARA REALIZAÇÃO DE ENSAIOS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.....</b>	<b>85</b>
3.1	ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS .....	85
<b>3.1.1</b>	<b>Fonte emuladora FV.....</b>	<b>85</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Fonte emuladora CA .....</b>	<b>86</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Carga CA – Impedância de rede CA .....</b>	<b>86</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Carga CA – Banco RLC.....</b>	<b>87</b>
<b>3.1.5</b>	<b>Analizador de Energia.....</b>	<b>88</b>
<b>3.1.6</b>	<b>Osciloscópio.....</b>	<b>89</b>
<b>3.1.7</b>	<b>Fliquerímetro .....</b>	<b>89</b>
3.2	EQUIPAMENTOS EMPREGADOS NA BANCADA DE ENSAIOS .....	89
<b>3.2.1</b>	<b>Fonte emuladora FV.....</b>	<b>89</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Fonte emuladora CA .....</b>	<b>92</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Carga CA – Banco RLC.....</b>	<b>93</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Carga CA – Impedância de rede CA .....</b>	<b>95</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Analizador de Energia.....</b>	<b>96</b>
<b>3.2.6</b>	<b>Fliquerímetro .....</b>	<b>97</b>
3.3	BANCADA DE ENSAIO DESENVOLVIDA .....	97
3.4	SUMÁRIO .....	100
<b>4</b>	<b>PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA A AUTOMAÇÃO DOS ENSAIOS</b>	<b>101</b>
4.1	VISÃO GERAL.....	101
<b>4.1.1</b>	<b>Quadro A .....</b>	<b>102</b>

4.1.2	Quadro B.....	102
4.1.3	Quadro C.....	102
4.1.4	Quadro D.....	102
4.1.5	Quadro E.....	103
4.2	SEQUÊNCIA DE OPERAÇÃO DO SOFTWARE DE ENSAIOS.....	103
4.2.1	Etapa 1: Configuração das informações gerais do ensaio .....	103
4.2.2	Etapa 2: Inserção dos dados gerais do ESE.....	104
4.2.3	Etapa 3: Inserção dos dados técnicos do ESE .....	105
4.2.4	Etapa 4: Configuração gerais dos equipamentos de ensaio .....	106
4.2.5	Etapa 5: Configuração gerais dos equipamentos de ensaio .....	108
4.2.6	Etapa 6: Seleção do ensaio.....	109
4.2.7	Etapa 7: Verificação da comunicação dos equipamentos.....	110
4.2.8	Etapa 8: Obtenção da curva para emulação fotovoltaica.....	110
4.2.9	Etapa 9: Configuração dos equipamentos empregados no ensaio.....	111
4.2.10	Etapa 10: Habilitação das fontes.....	111
4.2.11	Etapa 11: Realização do ensaio .....	112
4.2.12	Etapa 12: Registro dos dados do ensaio .....	112
4.3	CÓDIGO DO PROGRAMA.....	113
4.4	SUMÁRIO .....	115
<b>5</b>	<b>RESULTADOS EXPERIMENTAIS.....</b>	<b>117</b>
5.1	AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DO SISTEMA AUTOMATIZADO .....	117
<b>5.1.1</b>	<b>Resultado de Ensaio – Inversor Y.....</b>	<b>117</b>
5.1.1.1	Cintilação .....	117
5.1.1.2	Injeção de corrente CC.....	117
5.1.1.3	Harmônicos e Taxa de Distorção Harmônica Total de Corrente .....	119
5.1.1.4	Fator de potência .....	119
5.1.1.5	Variação de tensão .....	122
5.1.1.6	Variação da frequência.....	126
5.1.1.7	Controle de potência ativa.....	130
5.1.1.8	Reconexão .....	133
5.1.1.9	Religamento automático fora de fase .....	133
5.1.1.10	Ensaio de desconexão/reconexão do sistema fotovoltaico da rede.....	135
5.1.1.11	Inversão de polaridade .....	136
5.1.1.12	Sobrecarga.....	136
5.1.1.13	Anti-ilhamento .....	136
5.2	SUMÁRIO .....	140
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>141</b>
	<b>APÊNDICE A – CÓDIGO MATLAB DO PROGRAMA PARA GERAÇÃO DA CURVA FOTVOLTAICA PARA O ENSAIO.....</b>	<b>143</b>
	<b>APÊNDICE B – OBTENÇÃO DOS PONTOS Voc E Isc PARA A CURVA DE EMULAÇÃO FOTVOLTAICA .....</b>	<b>145</b>
	<b>APÊNDICE C – PROGRAMA EM AMBIENTE LABVIEW CONSTRUIDO.....</b>	<b>147</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>155</b>



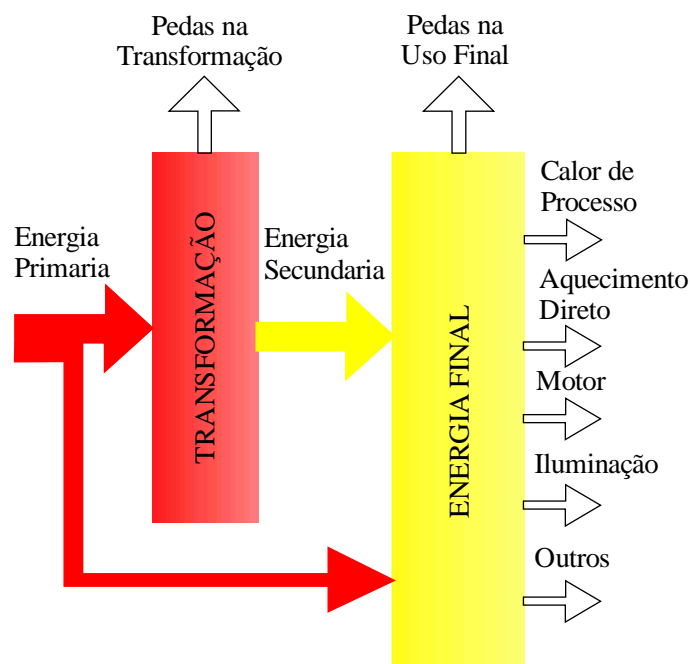


## 1 INTRODUÇÃO

Nossa civilização está fundamentada na geração e aproveitamento de energia, a qual é intimamente ligada ao crescimento econômico e prosperidade de cada nação. Contudo, grande parte da energia gerada no mundo é obtida a partir de fontes fósseis, cujas emissões de dióxido de carbono para atmosfera têm provocado o efeito estufa, impactando no aquecimento global do planeta.

Para analisar adequadamente este cenário, considera-se o conceito de Energia Final Total, que é usado em estatísticas energéticas, e refere-se a energia tal como é recebida pelo usuário nos diferentes setores, seja na forma primária, seja na secundária. Os balanços energéticos se estruturam de tal forma que se discrimina a energia como Energia Primária = Perdas na Transformação + Energia Final. A energia final inclui a fração da energia primária de uso direto e a secundária, (ALVIM, 2000). A Figura 1 ilustra um esquema de um balanço energético.

Figura 1 – Exemplo de balanço energético na transformação de energia.

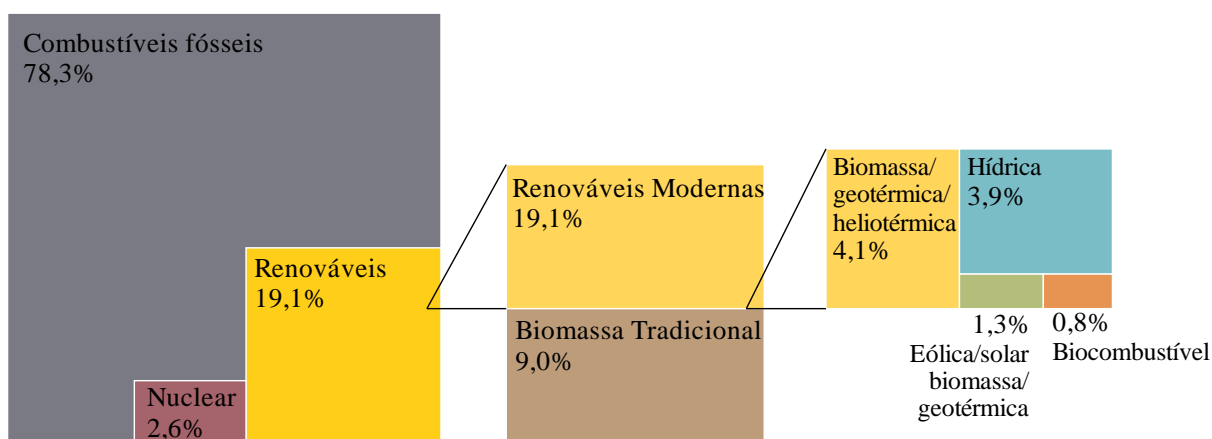


Fonte:(ALVIM, 2000)

Segundo o relatório *Renewables 2015 - Global Status Report* (ZERVOS, 2015), ao final do ano de 2013, ano da última avaliação mundial, o mundo dispunha de cerca de 19,1% de sua Energia Final Total proveniente de fontes renováveis, 2,6% de fontes nucleares e 78,3% de

combustíveis fósseis. A Figura 2 ilustra esse panorama, onde se detalha as energias renováveis. Cerca de 9% do total provém de Biomassa Tradicional, sendo esta empregada principalmente para cozinhar e aquecer em áreas rurais de países em desenvolvimento. As fontes renováveis que correspondem aos biocombustíveis, eólica, solar, geotérmica e hídrica, correspondem a apenas 10%. Constata-se, portanto, que a matriz energética mundial é predominantemente não renovável.

Figura 2 – Porcentagem de Utilização por Tipo de Fonte de Energia.

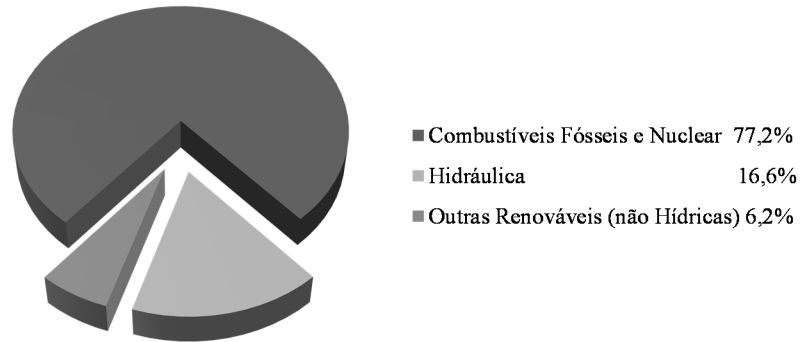


Fonte: (ZERVOS, 2015).

Especificamente com relação à energia elétrica, a capacidade mundial instalada ativa em 2014 era de 7.508,77 GW. Desse montante total, 77,20% eram provenientes de combustíveis fósseis e nuclear (fontes não renováveis e de grande impacto ambiental), 16,60% são provenientes de hidroelétricas e 6,20% eram provenientes de outras fontes renováveis, como mostrado na Figura 3 (ZERVOS, 2015).

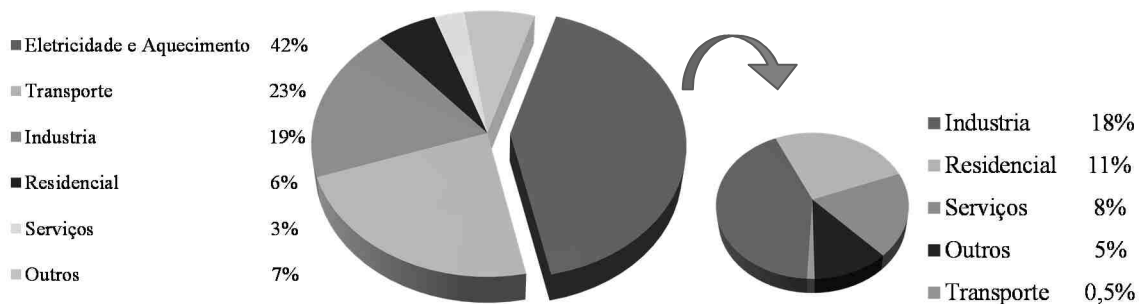
Avaliando-se agora segundo a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) no relatório *CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights* de 2015 (VAN DER HOEVEN, 2015), durante o ano de 2013 foram emitidos 32,2 Gt de CO<sub>2</sub> na atmosfera, um incremento de 2,2% com relação ao ano de 2012. A Figura 4 demonstra que desse montante, onde 42% foram emitidos devido à geração de eletricidade e aquecimento. Detalhando-se a parte elétrica, 18% das emissões são provocadas pelo consumo da indústria, 11% de residências, 8% de serviços públicos e comerciais, 0,1% de transportes e 5% de outros setores (agricultura/silvicultura, pesca, energia de indústrias diferente da elétrica e da geração de calor e outras emissões não especificados nas outras categorias).

Figura 3 – Parcela de energia renovável estimada da produção global de eletricidade



Fonte: (ZERVOS, 2015).

Figura 4 – CO<sub>2</sub> emitido no mundo por setor - Total de 32,2 Gt de CO<sub>2</sub>

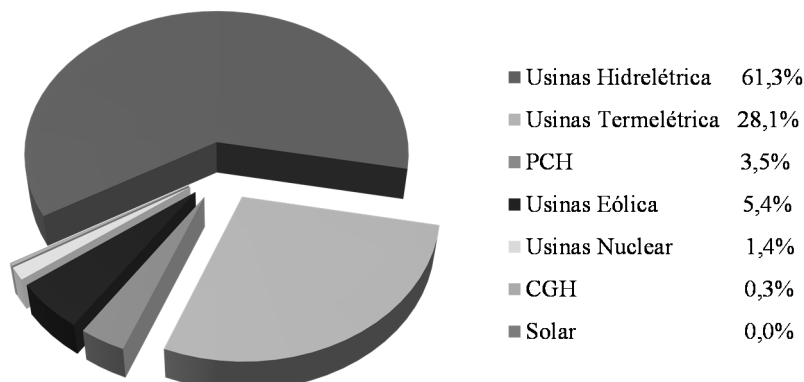


Fonte: (VAN DER HOEVEN, 2015).

Uma análise similar é apresentada na Figura 5 para o âmbito brasileiro. O Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 (TOLMASQUIM, 2016) mostra que o Brasil tinha uma capacidade de geração instalada de 140.858 MW em 2015. Com tal capacidade instalada, observa-se que 65,1% desse montante provém de fonte renovável hídrica, 29,5% de fontes fóssil e nuclear, e apenas 5,4% de fontes renováveis não hídricas. Os destaques são as energias eólica e solar, com crescimento em 2014 de 56,1% e 40%, respectivamente.

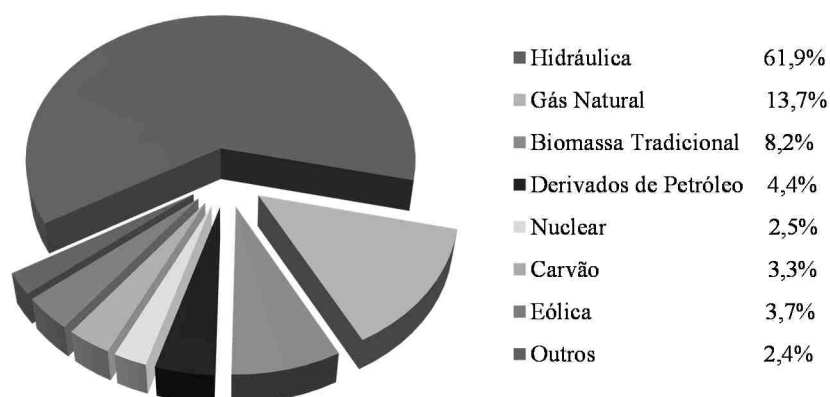
No mesmo ano base, a geração correspondente foi de 581.486 GWh. A Figura 6 ilustra a geração por fonte. A categoria “Biomassa” inclui lenha, bagaço de cana e lixívia e a categoria “Outros” incluem recuperações, gás de coqueira e outros secundários. Pode-se observar que 73,8% da geração elétrica foi provida por fontes renováveis. Por fim, a emissão de CO<sub>2</sub> nacional devido a geração de eletricidade foi de 89,77 Mt de CO<sub>2</sub> no ano de 2014 com crescimento de 26,40% com relação a 2013.

Figura 5 – Capacidade instalada de geração elétrica por tipo



Fonte: (TOLMASQUIM, 2015).

Figura 6 – Geração de Eletricidade por tipo



Fonte: (TOLMASQUIM, 2015).

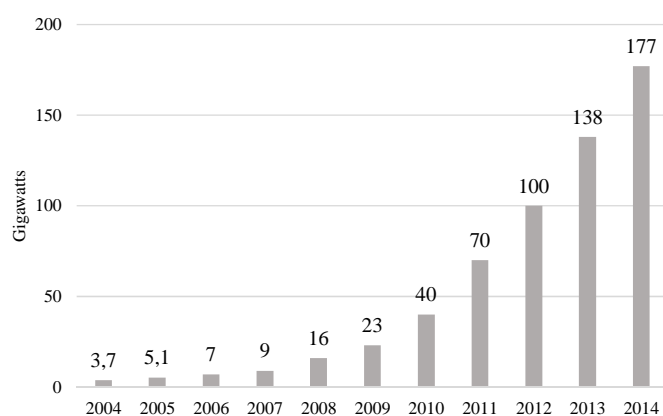
Traçando um comparativo entre o panorama Mundial e o Nacional utilizando-se o relatório *CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights* de 2015 (VAN DER HOEVEN, 2015), onde se avalia o índice de emissão de CO<sub>2</sub> oriundo de produção de energia elétrica e aquecimento, no ano de 2013, o Brasil ocupa a 26<sup>o</sup> posição com maiores nível de emissão dentre os 151 países avaliados. Entretanto se considerarmos a emissão de CO<sub>2</sub> pela população nacional total (CO<sub>2</sub> per capita) o Brasil ocupa a 87<sup>o</sup> posição, seja, apesar de possuir um índice de emissão decorrente de geração elétrica elevada, o país gera pouca emissão por habitantes (devido à elevada capacidade de geração hidráulica instalada).

Independentemente desta realidade nacional, nota-se que os níveis de emissão de CO<sub>2</sub> mundial atingiram níveis muito altos. Especificamente com relação ao cenário brasileiro, cuja

matriz de produção de energia elétrica é amplamente hídrica, observa-se que os sítios para instalação de hidrelétricas que podem fornecer uma alta densidade de energia e baixo impacto ambiental já estão sendo explorados. Portanto, a geração a partir de fontes alternativas mostra-se como a principal forma de aumentar a produção de energia elétrica mantendo-se a matriz energética majoritariamente renovável.

Dentre as alternativas, a energia solar fotovoltaica tem sido uma alternativa promissora. Os sistemas que se baseiam na captação da energia solar são aqueles, dentre as fontes de geração renovável, que mais têm crescido proporcionalmente em todo o mundo. Apenas no ano de 2014, 40 GW de geração solar fotovoltaica (FV) foram adicionados à capacidade global, totalizando uma capacidade de geração instalada de 177 GW (ZERVOS, 2015). A Figura 7 apresenta a capacidade mundial instalada de geração de energia solar fotovoltaica. Os três países que mais cresceram em capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica no ano de 2014 foram China, Japão e Estados Unidos. Os três países com maior capacidade instalada são Alemanha, China e Japão. Contudo, a China é o país que mais expandiu sua capacidade fotovoltaica, tendo 10,6 GW instalados apenas em 2014.

Figura 7 – Capacidade mundial de geração de energia solar fotovoltaica.



Fonte: (ZERVOS, 2015)

Esse mesmo processo de crescimento e disseminação da energia solar fotovoltaica que está se observando no mundo é previsto para ocorrer no Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2033 (TIOMNO TOLMASQUIN, 2014). Tal previsão baseia-se, dentre outros fatores, na elevada irradiação solar existente no Brasil. A irradiação média anual brasileira varia entre 1200 e 2400 kWh/m<sup>2</sup>, segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil (TIBA, 2000). Este valor é significativamente superior à maioria dos países europeus, cujos índices

variam entre 900 e 1250 kWh/m<sup>2</sup> na Alemanha, entre 900 e 1650 kWh/m<sup>2</sup> na França e entre 1200 e 1850 kWh/m<sup>2</sup> na Espanha. Para exemplificar a grandeza do potencial solar fotovoltaico do Brasil, pode ser estimado que o consumo total do sistema interconectado nacional (SIN), no ano de 2011, poderia ter sido totalmente suprido cobrindo uma área de 2400 km<sup>2</sup> na cidade de Salvador - Bahia, onde a irradiação solar média é de 1400 kWh/m<sup>2</sup>, com painéis fotovoltaicos. Nota-se, dessa forma, quão grande é o potencial nacional para crescimento da energia solar fotovoltaica. Concomitantemente percebe-se a necessidade de regulamentar essa fonte de geração elétrica que está em iminência de disseminação nacional.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Os sistemas de geração de energia solar têm potencial de contribuir com benefícios ambientais e financeiros significativos para mudar o panorama energético vigente. Contudo, esta forma de geração de energia normalmente ocorre de forma descentralizada em unidades geradoras de pequena potência. Por isso, alcançar esse objetivo vai exigir uma mudança de paradigma fundamental na operação técnica do sistema de distribuição, pois haverá a inserção de múltiplos sistemas de geração distribuída (GD) em redes de baixa tensão.

O desafio técnico principal é que os sistemas de geração distribuída estão interligados às redes de distribuição originalmente concebidas para fluxo unidirecional de potência, das subestações através da rede para as cargas dos clientes. A geração distribuída introduz um fluxo bidirecional de potência em locais dispersos do sistema elétrico, sendo a fonte normalmente intermitente. Com objetivo de auxiliar nesse processo de mudança de paradigma, necessita-se de uma normatização que estabeleça tecnicamente o modo adequado de operação de cada unidade de geração distribuída. Adicionalmente, a normatização deve possibilitar que essas unidades apresentem funcionalidades para prover serviços auxiliares ao sistema elétrico de potência.

Por esses motivos, um conjunto de normatizações envolvendo os sistemas de geração solar fotovoltaica tem sido desenvolvido em diversos países do mundo, inclusive no Brasil. Tais ações têm permitido uma ampla difusão e consolidação da tecnologia fotovoltaica como geração distribuída, garantindo a manutenção da confiabilidade e integridade do sistema elétrico de potência.

Para verificar se as normas são de fato consideradas pelas empresas que desenvolvem e comercializam equipamentos, é necessário um sistema para realização de ensaios de certificação de equipamentos. No Brasil, o órgão normativo responsável pela acreditação de

laboratório de ensaios é o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). O INMETRO já estabeleceu um programa de avaliação da conformidade compulsório para inversores fotovoltaicos, sendo o mesmo já vigente.

As normatizações e regulamentações criadas, e o crescimento esperado nesse setor, (TIOMNO TOLMASQUIN, 2014) implica em uma necessidade crescente de laboratórios capazes de realizar a certificação de inversores conectados à rede elétrica, os quais irão viabilizar o abastecimento do mercado brasileiro com inversores certificados. Para poder realizar os ensaios com validade para Programa Brasileiro de Etiquetagem, tais laboratórios devem atender a norma ABNT NBR ISSO IEC 17025 e serem reconhecidos pelo INMETRO, (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2015). A acreditação é um processo que garante que o laboratório emprega equipamentos e procedimentos adequados para realizar as medições precisas e que siga os altos padrões de qualidade que garantam confiança nas medidas realizadas, rastreabilidade, repetitividade, dentre outros requisitos.

Além disso, para atender ao Regulamento de Avaliação de Conformidade do INMETRO em vigência em 2016 no Brasil para inversores fotovoltaicos conectados à rede são necessários entre 76 e 104 ensaios para certificar, sendo este número dependente da faixa de potência. Considerando que pode ser necessário avaliar duas amostras de um mesmo modelo, esses números dobram para 152 e 208 ensaios. Dessa forma, fica evidente a necessidade de automatizar os ensaios para reduzir os tempos de ensaios, os custos de certificação, bem como eliminar os possíveis erros humanos durante esse processo.

## 1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O processo de normatização e discussão sobre a geração solar fotovoltaica está ocorrendo no mundo todo (BOEMER et al., 2011; CRACIUN et al., 2012; EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSOE), 2013; TROESTER, 2009).

O primeiro passo em direção a disseminação da geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil foi a resolução nº 482 publicada em 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2012), que:

- a) permite o uso de qualquer fonte renovável (solar, eólica, biomassa, hídrica e outras que sejam desenvolvidas), além da cogeração qualificada.

- b) estabelece a possibilidade de microgeração (até 100 kW) e minigeração (100 kW até 1 MW), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- c) cria e regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica que permite troca de energia com a distribuidora local através de créditos de kWh com objetivo de reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica;
- d) define que os créditos têm validade de 36 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local;
- e) estabelece o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 100 kW é de 82 dias.

Adicionalmente, para evitar a degradação da qualidade da energia elétrica, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) conduziu um processo de normatização dos sistemas fotovoltaicos. A ABNT publicou em 2012 a norma ABNT NBR IEC 62116, que estabelece os procedimentos de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012). Já em 2013 foi publicada a norma ABNT NBR 16149, que estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e seus requisitos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a). No mesmo momento foi publicada a norma ABNT NBR 16150, que define os procedimentos para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos ABNT NBR 16149 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a, 2013b). Cabe salientar que esses procedimentos foram definidos com bases em normas de procedimentos internacionais, mas não são idênticos (FIGUEIRA et al., 2013).

Em seguida, através da portaria nº 357, publicada em 2014 pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2014), tornou-se compulsória a certificação anual de inversores da tecnologia solar fotovoltaica de até 10 kW, na qual estabelece que os equipamentos comercializados no país devem estar de acordo com as normas supracitadas. Destaca-se que a portaria nº 357 também inclui alguns requisitos extras, que não estão presentes nas normas anteriormente citadas.



Em novembro de 2015, a ANEEL aprovou aprimoramentos na resolução normativa nº 482/2012. As mudanças que entraram em vigor em março de 2016 são:

- a) alteração da faixa de micro e minigeração para: microgeração (até 75 kW) e minigeração (75 kW até 5 MW - sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- b) alteração da validade dos créditos para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de energia de diferentes unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”;
- c) estabelecimento de regras que simplificam o processo necessário para se conectar à rede da distribuidora. Foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet;
- d) criação da possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores;
- e) criação da figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

O grande diferencial da energia solar fotovoltaica, frente a outras fontes renováveis de energia, é propiciar a oportunidade de consumidores de energia elétrica de produzir energia de forma segura e economicamente viável em sua propriedade. Nesta concepção, a geração de energia encontra-se próxima ao centro consumidor, mudando a lógica radial de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

Apesar de ainda incipiente, a geração distribuída nacional teve no ano de 2015 um total de 1307 novas solicitações de acesso ao sistema elétrico, o que corresponde a um crescimento de 308% quando comparado com o ano de 2014. A Figura 8 apresenta a evolução do número de sistemas oficialmente instalados, onde se observa em um total de 1731 conexões até o final

de 2015. A Figura 9 mostra que, desse montante, 1675 conexões foram concedidas para energia solar fotovoltaica. Além disso, a Figura 10 mostra a geração solar fotovoltaica totalizando 13.383 kW instalados, que correspondem a 80,79% da potência total instalada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Figura 8 – Número de conexões acumulado.

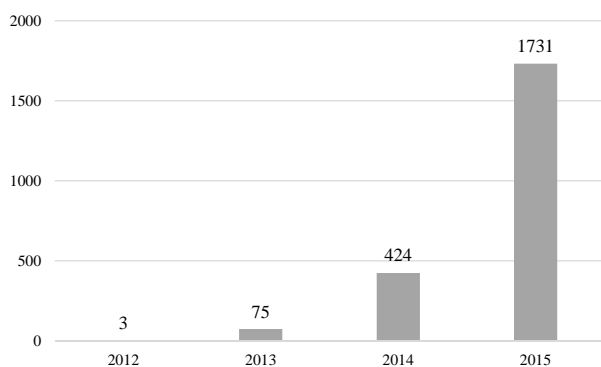
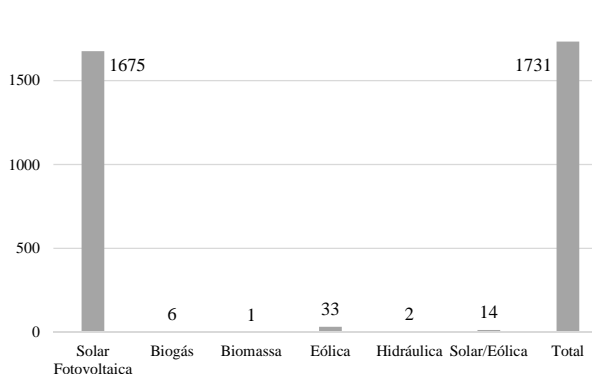
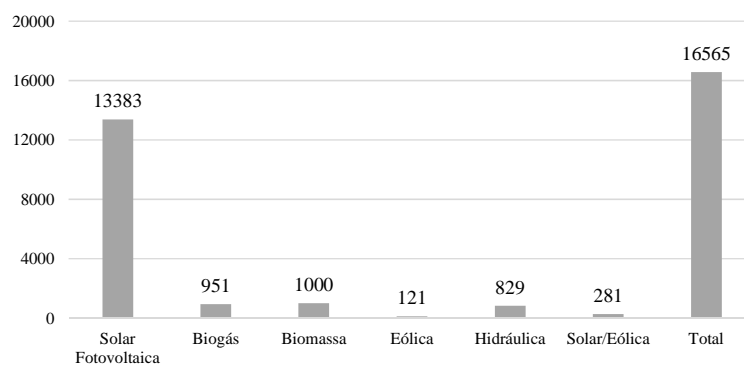


Figura 9 – Número de conexões por fonte.



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Figura 10 – Potência total instalada em kW.



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Além das solicitações de conexões realizadas por usuários de microgeração, em 31 de outubro de 2014 foi realizado o primeiro Leilão de Energia de Reserva (LER) voltado à energia solar fotovoltaica - 6º LER/2014, (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014). O leilão resultou na contratação de 31 projetos, totalizando 889,7 MW de capacidade despachável e 202,1 MW de capacidade contratada com duração de 20 anos. Na época, o preço médio da contratação de R\$ 215,00/MWh correspondia a U\$ 87,00/MWh. Este foi um dos preços mais baixos para energia solar no mundo, segundo a empresa de análise *Bloomberg New Energy*

*Finance* – BNEF. Segundo BNEF, o ‘custo nivelado de eletricidade’ estimado no Brasil (ou LCOE, pela sigla em inglês, uma medida que amortiza os custos do projeto dentro de um período de 20 anos levando em conta retornos para o empreendedor) é por volta de R\$ 235,40/MWh (US\$ 95,00/MWh). Além disso, o fator de capacidade médio dos projetos vencedores é 19% (comparado a 11% na Alemanha) e podem chegar a 23,7% para um projeto na Bahia que utiliza sistema de rastreamento do sol.

Já em 28 de agosto de 2015 o 1º LER/2015, (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015a), contratou 30 projetos, totalizando 833,8 MW de capacidade despachável e 231,5 MW de capacidade contratada, que entram em operação a partir de agosto de 2017 com duração de 20 anos. Na época, o preço médio da contratação de R\$301,79/MWh sofreu um salto de 40,3% em relação ao LER/2014 (resultado foi muito influenciado pela valorização cambial observada no período) fechando em U\$85/MWh valor ainda menor que o obtido no LER/2014. Em novembro de 2015, o 2º LER/2015 contratou mais 33 projetos de geração fotovoltaica com capacidade instalada de 1.115 MWp que entram em operação em novembro de 2017. Na época, o preço médio da contratação sofreu queda de 21% com relação ao 1º LER/2015 fechando em R\$297,75/MWh, (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015b).

Nesse cenário, a energia solar fotovoltaica já é uma realidade no Brasil. Mesmo que atualmente esteja ainda em fase inicial de implantação, dentro de alguns anos será uma tecnologia popular e totalmente disseminada.

Com objetivo de garantir a correta operação e prevenir degradação da qualidade da energia elétrica, a Portaria nº 357 requer compulsoriamente que 17 itens sejam avaliados nos inversores empregados em sistema fotovoltaico conectado à rede. Esses itens são avaliados através de um conjunto de ensaios. Para obtenção do número total de ensaios envolvidos, classificou-se como um ensaio cada teste que requer pausa da operação para a configuração de alguma fonte conectada no inversor. A Tabela 1 apresenta a totalidade de ensaios para cada item da Portaria nº 357, segundo a faixa de potência.

Salienta-se que os itens 1 até 14 estão descritos nas normas ABNT NBR 16150 e ABNT NBR 16149, o item 15 e 16 se referem à Portaria nº 357 enquanto o item 17 está descrito na norma ABNT NBR IEC 62116. Destaca-se que algumas funcionalidades normatizadas são necessárias por faixa de potência, dessa forma de acordo com o nível de potência de saída do inversor, o número de ensaios necessários se altera

Desse modo, constata-se que todos os inversores fotovoltaicos conectados à rede, inclusive os de baixa potência, necessitam de um grande número de ensaios durante o processo

de certificação. Desta forma, esforços para simplificar e automatizar este processo se mostram muito relevantes.

Tabela 1 – Lista de ensaios necessários para certificação de um inversor fotovoltaico.

Item Avaliado pela Portaria nº 357	Número de Ensaios		
	$P_{out} \leq 3 \text{ kW}$	$3 \text{ kW} < P_{out} \leq 6 \text{ kW}$	$P_{out} > 6 \text{ kW}$
1. Cintilação (Impedância de rede necessária)	1	1	1
2. Injeção de componente CC	3	3	3
3. Harmônicos e distorção de forma de onda	6	6	6
4.1. Fator de potência fixo	6	6	6
4.2. Fator de potência em curva	-	6	6
5. Injeção/demanda de potência reativa	-	-	18
6.1.1. Tensão de desconexão por sobretensão	1	1	1
6.1.2. Tempo de desconexão por sobretensão	1	1	1
6.2.1. Tensão de desconexão por subtensão	1	1	1
6.2.2. Tempo de desconexão por subtensão	1	1	1
7.1.1. Frequência de desconexão por sobrefrequência	1	1	1
7.1.2. Tempo de desconexão por sobrefrequência	1	1	1
7.2.1. Frequência de desconexão por subfrequência	1	1	1
7.2.2. Tempo de desconexão por subfrequência	1	1	1
8. Controle de potência reativa em sobrefrequência	2	2	2
9. Tempo de reconexão	1	1	1
10. Reconexão fora de fase	-	-	2
11. Modulação de potência ativa	-	-	1
12. Modulação de potência reativa	-	-	1
13. Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede	1	1	1
14. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede	-	-	2
15. Proteção contra inversão de polaridade	1	1	1
16. Sobrepotência	1	1	1
17. Anti-ilhamento (banco RLC necessário)	44	44	44
<b>NÚMERO TOTAL DE ENSAIOS</b>	<b>76</b>	<b>82</b>	<b>104</b>

### 1.3 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO

O objetivo deste trabalho é desenvolver um sistema automatizado para realização de ensaios de avaliação de conformidade em inversores fotovoltaicos conectados à rede perante a legislação vigente no Brasil. A justificativa para este trabalho é que normatização brasileira exige um elevado número de ensaios para avaliação de conformidade dos equipamentos. Muitos dos ensaios são complexos devido à grande quantidade de ajustes de fontes, medidores e cargas, bem como de configurações do equipamento sob ensaio. Essa complexidade aumenta a probabilidade

de erro humano, dado que a realização dos mesmos em modo não automatizado é um processo moroso e cansativo. Portanto, um sistema automatizado mostra-se altamente relevante para simplificação do processo de avaliação de conformidade desses equipamentos, eliminação os erros humanos e minimizando do tempo total de ensaio, aumentando a capacidade de realização de ensaios do laboratório (FIGUEIRA et al., 2015).

Os objetivos específicos são:

- a) especificação de equipamentos de medida apropriados para serem empregados;
- b) projeto e montagem de uma impedância emuladora de rede para ensaio de cintilação;
- c) projeto e montagem de uma carga emuladora resistiva-indutiva-capacitiva (RLC) para ensaio de anti-ilhamento;
- d) projeto e montagem de uma bancada dedicada para realização dos ensaios, onde todos os equipamentos são interconectados e ativados conforme a necessidade do ensaio em questão;
- e) desenvolvimento de software para automatização de ensaios.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado da seguinte forma. O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica das normas relativas a ensaios de inversores. É realizado um estudo das normas norte-americana, europeia e brasileira para apresentar um panorama comparativo entre estas normas. O Capítulo 3 contém as restrições de especificações dos equipamentos que compõe o sistema para realização dos ensaios de inversores fotovoltaicos conectados à rede desenvolvido. Também são apresentadas as descrições e especificações dos equipamentos utilizados e a bancada de ensaio desenvolvida. O Capítulo 4 apresenta o software de ensaios desenvolvido com base nos equipamentos descritos no Capítulo 3. Nesse capítulo é apresentada a interface gráfica proposta no software de ensaios, juntamente com um passo a passo de como configurar o inversor a ser ensaiado. Em seguida se apresenta um exemplo de ensaio com o relatório gerado automaticamente. O Capítulo 5 apresenta o resultado experimental de um ensaio completo realizado com a bancada de automação de ensaios. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas nesse trabalho.



## 2 ANÁLISE DAS NORMAS TÉCNICAS EMPREGADAS NO ENSAIO DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

O esforço para normatização de inversores fotovoltaicos é mundial, devido aos desafios que se impõem para integrar uma nova fonte de geração distribuída na rede de distribuição convencional. Nesse capítulo, são apresentadas as características das normas Norte-Americanas, europeias e brasileiras, com uma abordagem comparativa das mesmas.

### 2.1 NORMAS TÉCNICAS NORTE-AMERICANAS

As normas técnicas empregadas na área elétrica nos EUA são principalmente confeccionadas pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE*). Entretanto algumas outras instituições são utilizadas para complementar ou até mesmo alterar as normas criadas pela IEEE. As instituições que possuem normas relevantes são: Companhia norte americana de Certificação e Consultoria de Segurança (*Underwriters Laboratories – UL*) e a Comissão de Serviços de Utilidade Pública da Califórnia (*California Public Utilities Commission – CPUC*). A seguir são apresentadas as principais normas que envolvem inversores fotovoltaicos conectados à rede nos EUA.

#### 2.1.1 IEEE Std. 1547:2003

A *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003) fornece um padrão uniforme para a interligação da GD com a rede elétrica. Ela fornece requisitos relevantes para o desempenho, operação, testes, considerações de segurança e manutenção da interconexão. Os critérios são aplicáveis a todas as tecnologias de GD, com capacidade de até 10 MVA, frequência de 60 Hz, interligados no sistema elétrico de potência em tensão de distribuição primária e/ou secundária.

### 2.1.1.1 Critérios Gerais

#### 2.1.1.1.1 Interconexão com o aterramento do sistema elétrico de potência

O esquema de aterramento não deve causar sobretensão que exceda o valor nominal dos equipamentos conectados no sistema elétrico e não deve corromper o esquema de proteção.

#### 2.1.1.1.2 Monitoramento

Cada unidade de 250 kVA ou mais, compostas de uma unidade ou várias menores que totalizam 250 kVA ou mais em mesmo ponto comum de conexão, deve prover monitoramento de seu status de conexão, potência ativa de saída, potência reativa de saída, e tensão no ponto comum de conexão.

#### 2.1.1.1.3 Seccionamento

A norma especifica que quando necessário, um dispositivo de seccionamento, visível e de fácil acesso deve ser instalado no ponto de conexão comum.

#### 2.1.1.1.4 Integridade de interconexão

O dispositivo de paralelismo deve ser capaz de suportar 220% da tensão nominal base da rede ( $V_{grid}$ ) de conexão e deve ser capaz de suportar sobretensão e sobrecorrente de acordo com os ambientes definidos em IEEE Std. C62.41.2:2002 ou IEEE Std. C37.90.1:2002 se aplicável.

O sistema de GD deve ter a capacidade de suportar interferência eletromagnética (EMI) de acordo com a IEEE Std. C37.90.2:1995. O impacto da EMI não deve resultar em falha de operação do sistema de GD.

### 2.1.1.2 Resposta para condição anormal da rede

O sistema de DG não deve participar ativamente da regulação de tensão e não deve infringir a faixa de tensão requerido pelo ANSI C84.1 – Range A.

A Tabela 2 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de tensão da rede. Destaca-se que os valores são percentuais em



relação à  $V_{grid}$  no ponto de conexão comum (PCC). A tabela a seguir apresenta o tempo de desconexão em segundos de acordo com cada faixa de tensão, para sistemas com potência de saída ( $P_{out}$ ) de até 30 kW. Para sistemas de  $P_{out}$  superiores a 30 kW os tempos devem ser ajustados em campo. O tempo de desconexão é contado a partir do evento anormal até a desconexão do sistema de GD da rede.

Tabela 2 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

Tensão		Tempo de desconexão (s)
-	$V < 50\%$	0,16
	$50\% \leq V < 88\%$	2,00
	$88\% \leq V < 110\%$	Operação Normal
	$110\% \leq V < 120\%$	1,00
	$120\% \leq V$	0,16

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003)

A Tabela 3 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de frequência da rede. O tempo de desconexão é contado a partir do evento anormal até a desconexão do sistema de GD da rede.

Tabela 3 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.

Potência	Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$\leq 30$ kW	- $f < 59,30$	0,16
	$59,30 \leq f \leq 60,50$	Operação Normal
	$60,50 < f$ -	0,16
$> 30$ kW	- $f < 57,00$	0,16
	- $f < 59,80$ até $57,00$	Ajustável de 0,16 até 300
	$57,00 \leq f \leq 60,50$	0,16
	$60,50 < f$ -	0,16

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003)

#### 2.1.1.2.1 Reconexão

A reconexão é permitida apenas após retorno da tensão para dentro dos valores limites apresentados na ANSI C84.1:1995, Tabela 1, e faixa de frequência de 59,30 Hz até 60,50 Hz.

### 2.1.1.3 Qualidade da Energia

#### 2.1.1.3.1 Limitação de corrente CC

A corrente CC injetada na rede não pode ser superior a 0,50% da corrente nominal do sistema de GD.

#### 2.1.1.3.2 Cintilação

O sistema de DG deve operar em paralelo com a rede sem causar flutuação de tensão no PCC superior à  $\pm 5\%$  do valor nominal e deve estar de acordo com as IEEE Std. 519:1992 [B5], IEEE Std. P1453 [B10], IEC/TR3 Std. 61000-3-7 [B1], IEC Std. 61000-4-15 [B2], IEC Std. 61400-21 [B3].

#### 2.1.1.3.3 Harmônicos e taxa de distorção harmônica de corrente

A taxa de distorção harmônica de corrente (total harmonic distortion - THDi) deve ser inferior a 5%, na potência nominal do inversor. A Tabela 4 apresenta a distorção permitida para cada grupamento de harmônicos.

Tabela 4 – Limite de harmônicos permitidos.

<b>Harmônicos ímpares</b>	<b>Valor máximo</b>
3° a 9°	<4,0000%
11° a 15°	<2,0000%
17° a 21°	<1,5000%
23° a 33°	<0,6000%
Acima do 33°	<0,3000%
<b>Harmônicos pares</b>	<b>Valor máximo</b>
2° a 8°	$\leq 1,0000\%$
10° a 14°	$\leq 0,5000\%$
16° a 20°	$\leq 0,3750\%$
22° a 34°	$\leq 0,1500\%$
Acima do 36°	$\leq 0,0075\%$

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003)

#### 2.1.1.3.4 Anti-ilhamento

Não é permitido operação do sistema de GD isolado da rede (ilhado). Caso uma ilha intencional ou mesmo não intencional ocorra, o sistema deve desconectar dentro de 2 s.

#### 2.1.1.4 Resumo

A Tabela 5 contém os valores de referência para injeção de componente contínua, THDi, tempo de reconexão após falha, faixa de operação de tensão e frequência, além das normas indicadas para cintilação máxima, interferência eletromagnética e segurança. Porém não existem limitações quando tempo de desconexão por corrente CC, fator de potência mínimo, corrente residual e tempo de desconexão por corrente residual.

Tabela 5 – Limites resumidos da IEEE Std. 1547:2003

Parâmetro	Faixa de valores
Injeção de corrente contínua máxima <sup>a</sup> (%)	0,5
Tempo máximo para desconexão por corrente CC	-
Distorção harmônica total de corrente máxima (%)	5
Fator de potência mínimo	-
Tempo máximo de operação em ilha (s)	2
Tempo de reconexão à rede após falha (s)	300
Faixa de frequência para operação normal	59,30 Hz < f < 60,5 Hz <sup>b</sup>
Tempo máximo fora da faixa de frequência (s)	0,16
Faixa de tensão para operação normal <sup>c</sup>	88% ≤ V < 110%
Tempo máximo fora da faixa de tensão	Ver Tabela 2
Corrente Residual (mA)	-
Tempo de desconexão por corrente residual (s)	-
Cintilação máxima	IEEE Std. 519
Interferência eletromagnética	IEEE Std. C37.90.2
Proteção contra surtos	IEEE Std. C62.45 IEEE Std. C62.41.2 IEEE Std. C37.90.1

<sup>a</sup> - Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída.

<sup>b</sup> - Valores para sistemas com potência de até 30 kW. Ajustável para sistemas superiores a 30 kW.

<sup>c</sup> - Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

### 2.1.2 Norma IEEE Std. 1547a:2014 – Emenda a IEEE Std. 1547:2003

Criada pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE*), a *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Amendment 1* (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND

ELECTRONICS ENGINEERS, 2014) é uma atualização permissiva da IEEE Std. 1547:2003. Seu principal propósito é admitir ações autônomas por parte dos sistemas de GD que anteriormente não era aceita pela IEEE Std. 1547:2003. As alterações estão relacionadas a regulação da tensão do PCC, faixa de operação de tensão permitida, tempo de desconexão em caso de infração dos limites de tensão, faixa de operação de frequência permitida e tempo de desconexão em caso de infração dos limites de frequência.

### 2.1.2.1 Resposta por comportamento anormal da rede

A norma revoga a decisão anterior que proíbe que os sistemas de GD realizem regulação da tensão e não permite que o sistema de GD acarrete em tensão fora da faixa ANSI C84.1:2011, Range A. Mesmo sendo permitida a participação ativa na regulação da tensão, a norma não apresenta limitações de como essa função deve ser implementada.

A Tabela 6 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de tensão da rede com valores percentuais em relação a  $V_{grid}$  no PCC. A coluna Tempo de Desconexão Padrão apresenta o tempo de desconexão em segundos, para sistemas de até 300 W. Para sistemas superiores a 300 W os tempos devem ser ajustados em campo dentro dos limites apresentados na coluna Tempo Ajustável.

A Tabela 7 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de frequência da rede. Os pontos de subfrequência (SuF) e sobrefrequência (SoF) padrão devem ser permitidos pelo sistema de GD. Além disso, por meio de ajuste em campo, podem ser definidos valores limites de frequência e de tempo de desconexão dentro da faixa permitida. Também é possível modular a potência de saída de acordo com a frequência da rede.

Tabela 6 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

<b>Tensão</b>	<b>Tempo de desconexão padrão (s)</b>	<b>Tempo de desconexão ajustável (s)</b>
- $V < 45\%$	0,16	0,16
$45\% \leq V < 60\%$	1,00	11,00
$60\% \leq V < 88\%$	2,00	21,00
$88\% \leq V \leq 110\%$	operação normal	operação normal
$110\% < V < 120\%$	1,00	13,00
$120\% \leq V$ -	0,16	0,16

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014)

Tabela 7 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.

Função	Frequência padrão (Hz)	Tempo de desconexão padrão (s)	Frequência ajustável (Hz)	Tempo de desconexão ajustável (s)
SuF1	$f < 57,00$	0,16	56,00 – 60,00	Até 10
SuF2	$f < 59,50$	2,00		Até 300
SoF1	$60,50 < f$	2,00	60,00 – 64,00	Até 10
SoF2	$62,00 < f$	0,16		Até 300

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014).

Com a possibilidade de ajuste do tempo de desconexão frente a comportamento anormal de tensão e frequência da rede, torna-se admissível aplicar proteções de suportabilidade decorrentes de faltas na rede.

### 2.1.3 IEEE Std. 1547.1

Equipamentos de interconexão que ligam a fonte de GD a um sistema de energia elétrica devem atender aos requisitos especificados no IEEE Std. 1547. Dessa forma, procedimentos de testes padronizados são necessárias para estabelecer e verificar o cumprimento desses requisitos. Estes procedimentos de teste devem fornecer os resultados reproduzíveis, independentemente da localização do teste e flexibilidade para acomodar a variedade de tecnologias DR. Criada pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE*), a *IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2005) contém ensaios e procedimentos de verificação da conformidade dos sistemas de geração distribuída conectados à rede para com a IEEE Std. 1547. Uma atualização (IEEE Std. 1547.1a) está sendo discutida para modificar os ensaios que foram alterados pela IEEE Std. 1547a:2014.

Os ensaios de conformidade baseados na IEEE Std. 1547:2003 envolvem características ambientais de ensaio, precisão dos resultados, calibração dos equipamentos, assim como requisitos de documentação. Os ensaios normatizados são:

- a) faixa de temperatura de operação;
- b) variações de tensão;
- c) variações de frequência;
- d) sincronização;

- e) integridade da interligação;
- f) limitação da injeção de componente contínua;
- g) ilhamento;
- h) potência reversa em ilhamento não intencional;
- i) perda de fase;
- j) reconexão após desconexão por comportamento anormal da rede;
- k) distorção harmônica total;
- l) cintilação.

#### **2.1.4 UL Std. 1741**

Criada pela companhia norte americana de certificação e consultoria de segurança (*Underwriters Laboratories – UL*) a norma *Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources* (UNDERWRITERS LABORATORIES, [s.d.]) abrange inversores, conversores, controladores de carga e equipamentos do sistema de interconexão (ESI) para uso em sistemas de energia isolados ou conectadas à rede. Para equipamento de sistemas conectados à rede, esses requisitos são destinados a complementar e ser usados em conjunto com IEEE Std. 1547 e IEEE 1547.1.

Os requisitos da UL Std. 1741 incluem aspectos construtivos (quadro e gabinete, proteção contra corrosão, montagem mecânica, montagem elétrica, disjuntores e contactoras, proteção de sobrecorrente, proteção de falta para terra, transformador externo, etc), proteção contra risco de ferir pessoas (partes móveis, chaves e relés, montagem, etc), avaliação de desempenho (temperatura, teste de resistência do dielétrico, qualidade da energia injetada na rede, compatibilidade com a rede, teste de impedância de aterramento, sobrecarga, estabilidade, teste de resistência a chuva e respingos, etc), informações mínimas contidas no equipamento (instruções de segurança, manual de instalação, dados de placa, etc).

#### **2.1.5 Regra de Tarifa de Energia da Califórnia - Rule 21**

A regra de tarifa de energia da Califórnia (*Rule 21*) descreve a interconexão, operação e requisitos de medição para instalações geradoras serem conectadas em uma rede de distribuição sob jurisdição da comissão de serviços de utilidade pública da Califórnia (*California Public Utilities Commission – CPUC*). Recentemente, a CPUC vem atendendo a solicitação do governo do estado que deseja que 12.000 MW de GD renovável sejam

conectados à rede, com objetivo de atingir 33% de geração renovável até 2020 (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

Dentro das possibilidades, a energia solar fotovoltaica que faz conexão com a rede por meio de inversor tem participação predominante. Dessa forma, a *Rule 21* deseja incorporar funções autônomas aos inversores conectados à rede elétrica para que seja fornecido suporte à rede de distribuição e melhor lidar com o paradigma de um fluxo de potência bidirecional. Para tanto, foi criado em 2013 o grupo de trabalho em inversores inteligentes (Smart Inverter Working Group – SIWG) que propôs em 2014 alterações na normatização atual com intuito de que futuramente serão incluídas na IEEE Std. 1547 no relatório *Recommendations For Updating The Technical Requirements For Inverters In Distributed Energy Resources* (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014). Esse documento contém as propostas de melhorias e modificações nas funções autônomas dos inversores visto as grandes restrições da norma IEEE Std. 1547 foram revogadas pela IEEE Std. 1547a. Também são realizadas propostas com relação à comunicação entre a concessionária e os inversores permitindo o controle das fontes de GD, visando a criação de redes inteligentes. Tais ponderações não foram avaliadas nesse estudo.

#### 2.1.5.1 Taxas de rampa de conexão e desconexão

Atualmente, a *Rule 21* não apresenta requisitos para taxas de rampa de incremento/decremento de potência injetada na rede, pois a IEEE Std. 1547 não permitia essa funcionalidade. Como proposta de alteração à *Rule 21*, com base na IEEE Std. 1547a, são apresentadas três tipos de rampas de aceleração usadas em diferentes situações (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014):

- a) rampa de aceleração para reconexão normal: Para transições entre níveis de saída, o valor padrão é 100% da corrente máxima de saída por segundo. É possível fazer ajuste entre 0,10%/s até 100%/s.
- b) rampa de aceleração para reconexão emergencial: Para situações de emergência, o valor padrão é 2% da corrente máxima de saída por segundo. Em caso de limitação do inversor se aceita valor menor.
- c) rampa de aceleração para reconexão suave: Para situações de reconexão após desconexão, o valor padrão é 2% da corrente máxima de saída por segundo. É possível fazer ajuste entre 0,10%/s até 100%/s.

Para as rampas de desaceleração, também foram propostas as seguintes taxas usadas em situações diferentes:

- a) rampa de desaceleração normal: Para transições entre níveis de saída, o valor padrão é 100% da corrente máxima de saída por segundo. É possível fazer ajuste entre 0,10%/s até 100%/s.
- b) rampa de desaceleração de emergência: Para situações de emergência, o valor padrão é 2% da corrente máxima de saída por segundo. Em caso de limitação do inversor se aceita valor menor.
- c) rampa de desaceleração de desconexão suave: Para situações de desconexão não emergencial, o valor padrão é 2% da corrente máxima de saída por segundo. É possível fazer ajuste entre 0,10%/s até 100%/s.

#### 2.1.5.2 Reconexão suave

Atualmente a *Rule 21* contém restrições de tensão e frequência para reconexão, mas não trata de métodos de reconexão suave.

Como proposta de alteração à *Rule 21*, é proposta a utilização das rampas de aceleração citadas anteriormente ou esperar uma janela de tempo em que as condições de tensão e frequência se mantêm dentro de níveis aceitáveis ajustável de 0 até 300 s com valor padrão de 15 s (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

#### 2.1.5.3 Resposta para condição anormal da rede

Atualmente a *Rule 21* não apresenta os requisitos de suportabilidade decorrente de faltas de tensão na rede e possui tempos de desconexão por sobretensão e subtensão bastante restritos, pois eram as limitações da IEEE Std. 1547:2003. Tendo em vista esse cenário, é esperado um grande número de desconexões desnecessárias.

Como proposta de alteração à *Rule 21*, agora em conformidade com a IEEE Std. 1547a:2014, é sugerido implementar a resposta a sobretensão e subtensão juntamente com a técnica de suportabilidade decorrente de falta de tensão na rede (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014). Para tanto, se criou três zonas de operação para os sistemas de geração distribuída, conforme mostrado na Figura 11.

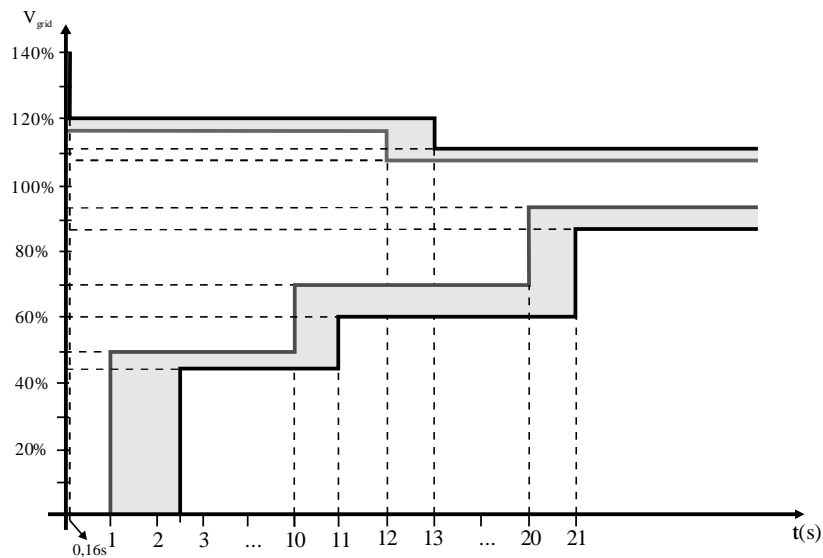
- a) zona de conexão obrigatória (dentro da linha cinza);
- b) zona de conexão ou desconexão (hachura em cinza);



c) zona de desconexão obrigatória (fora da linha preta).

A Figura 11 apresenta os tempos e tensões de desconexão se alguma condição anormal na tensão da rede ocorrer. Caso a tensão se altere para valor fora dos limites de operação normal (área em cinza claro) e permaneça dentro da zona de conexão obrigatória (linha cinza) existe um tempo variável para desconexão. Caso a tensão extrapole o tempo limites de operação fora de operação normal, o inversor pode iniciar uma rampa de desaceleração para cessar o fornecimento de energia até chegar ao limite de operação fora de faixa (linha preta), a desconexão deve ocorrer em até 0,16 s após infração da zona de desconexão obrigatória. Além disso, essa área de conexão ou desconexão pode ser usada para expandir o tempo de conexão obrigatória, por exemplo. A Tabela 8 resume os limites propostos pela *Rule 21* mostrando as possíveis faixas de ajuste.

Figura 11 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.



Fonte: (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

Tabela 8 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

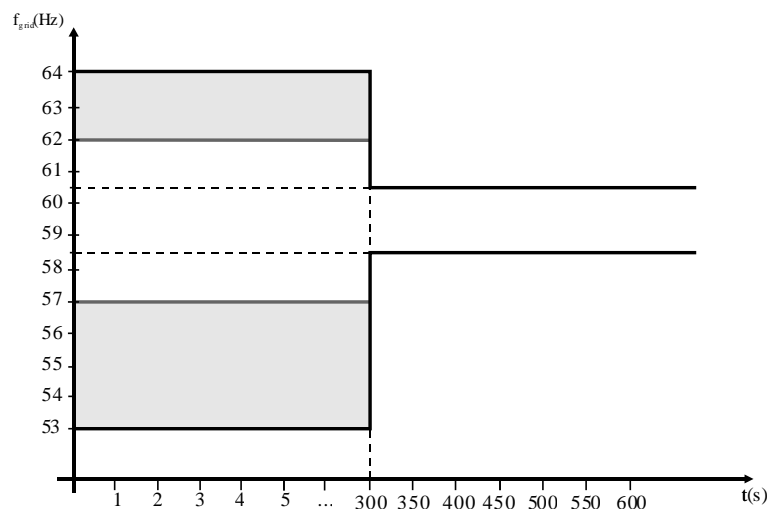
Faixa de Tensão	Tempo de Desconexão Padrão (s)	Faixa de Tensão	Tempo de Desconexão Máximo (s)
-	-	> 120%	< 0,16
109% até 117%	12	110% até 120%	13
92% até 109%	Operação normal	88% até 110	Operação normal
70% até 92%	20	60% até 88%	21
50% até 70%	10	45% até 60%	11
0% até 50%	0,16 até 2	0 até 45%	2,50

Fonte: (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

Atualmente a *Rule 21* não apresenta os requisitos de suportabilidade de frequência e possui tempos de desconexão por sobrefrequência e subfrequência bastante restritos, pois eram as limitações da IEEE Std. 1547:2003. Dessa maneira, novamente é esperado que isso resulte grande número de desconexões desnecessárias.

Como proposta de alteração à *Rule 21*, agora em conformidade com a IEEE Std. 1547a:2014, é sugerido implementar a resposta a sobrefrequência e subfrequência juntamente com a técnica de suportabilidade (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014). Para tanto, é permitida operação sob condição anormal de frequência durante o período de tempo dentro da área de conexão obrigatória. Quando infringido esse tempo e entrado em área de desconexão obrigatória o inversor deve cortar o fornecimento de potência em até 0,16 s. Os valores avaliados para certificação são apresentados na Figura 12. A Tabela 9 apresenta a faixa de ajuste possível para comportamento anormal de frequência.

Figura 12 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.



Fonte: (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

Para frequência entre 60,20 Hz e 61,50 Hz é permitida redução da potência ativa injetada na rede até que seja zerada a injeção de potência ativa em frequências superiores a 61,50 Hz. Os fabricantes devem fornecer os ajustes de seus produtos que contiver essa funcionalidade.

Tabela 9 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.

Frequência padrão (Hz)	Frequência ajustável (Hz)	Tempo de desconexão padrão (s)	Tempo de desconexão ajustável (s)
- f < 57,00	53,00 até 57,00	0,16	0 até 300
57,00 < f ≤ 58,50	57,00 até 60,00	300	0 até 300
58,50 < f < 60,50	operação normal	operação normal	operação normal
60,50 < f ≤ 62,00	60,00 até 62,00	300	0 até 300
62,00 < f -	62,00 até 64,00	0,16	0 até 300

Fonte: (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

#### 2.1.5.4 Compensação de potência reativa

Atualmente a *Rule 21* não apresenta os requisitos de compensação de potência reativa, decorrente de limitações da IEEE Std. 1547:2003. Essa limitação proíbe o sistema de GD de colaborar em melhorar a eficiência da rede de distribuição ajudando o controle da tensão do PCC.

Como proposta de alteração à *Rule 21* para adequar-se à IEEE Std. 1547a:2014, é sugerido que o inversor seja capaz de operar dinamicamente entre fator de potência 0,85 indutivo até 0,85 capacitivo em sistemas com potência superior a 15 kW quando em operação com potência superior a 5% de sua potência nominal. Para inversores com potência inferior a 15 kW é sugerido uma operação dinâmica entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo enquanto o inversor operar acima de 20% de sua potência nominal de saída (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014). A Figura 13 apresenta uma representação do ajuste dinâmico do fator de potência.

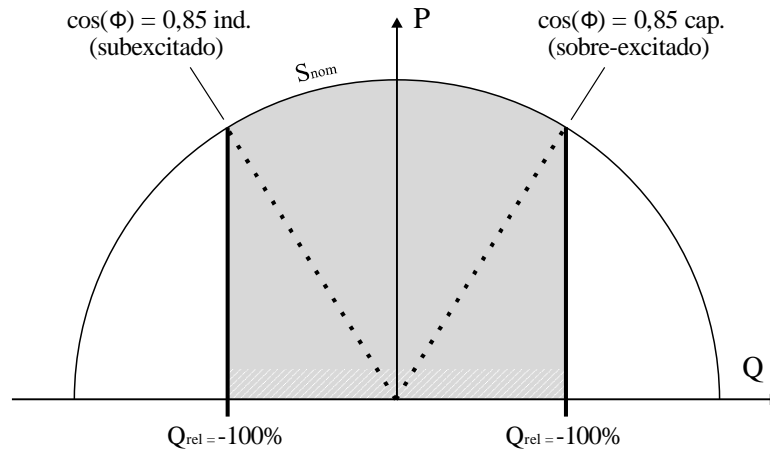
Esta compensação tem por objetivo em consumir reativos quando a tensão da rede elevar e fornecer reativos quando a tensão da rede reduzir. Algumas condições devem ser respeitadas para essa funcionalidade operar:

- o sistema de GD não deve causar alteração da tensão do PCC que saia da faixa definida na ANSI C84.1 Range A;
- a curva de compensação de reativos deve iniciar considerando uma faixa morta de +/- 1% ajustável até +/- 5% de  $V_{grid}$  no PCC;
- a operação autônoma dessa compensação pode ser suspensa remotamente pela concessionária, caso necessário;
- a injeção de reativos pode ser por meio de porcentagem de reativos disponíveis por segundo ( $\%var_{Disp}$ ) ou porcentagem de reativos máximo ( $\%var_{Max}$ ), nesse caso a injeção de reativos pode alterar a injeção de ativos;

- e) a taxa padrão de injeção ou demanda de reativos deve ser  $50\% \text{var}_{\text{Disp}}$ , que deve ser atingido em 60 s.

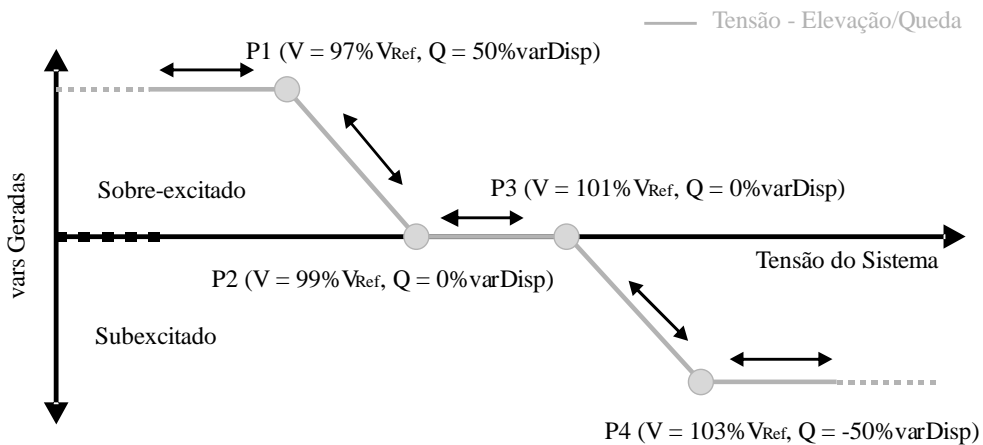
A Figura 14 apresenta uma possível curva de compensação de reativos para um inversor com ativação em 99% e 101% de  $V_{\text{grid}}$ .

Figura 13 – Curva de ajuste dinâmico para inversor de potência superior a 15 kW.



Fonte: (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

Figura 14 – Exemplo de utilização de  $\% \text{var}_{\text{Disp}}$  com faixa morta de  $\pm 1\%$ .



Fonte: (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2014).

### 2.1.5.5 Fator de potência fixo

Atualmente a *Rule 21* não apresenta os requisitos de fator de potência fixo, apenas permite uma faixa de operação entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.

Como proposta de alteração à *Rule 21*, se propõe que o fator de potência seja fixo no valor unitário com tolerância de  $\pm 0,01$  salvo casos de auxílio na regulação de tensão do PCC.

#### 2.1.5.6 *Anti-ilhamento*

Atualmente a *Rule 21* apresenta os requisitos de proteção anti-ilhamento tal como na IEEE Std. 1547, incluindo os tempos de desconexão por comportamento anormal de tensão e frequência. Uma condição adicional é incluída na *Rule 21*, que permite a utilização de relé de potência reversa no PCC como proteção de anti-ilhamento em instalações com conexão em paralelo com a rede, que não exportam a geração para a concessionária.

Como proposta de alteração, propõe-se que somente novas curvas de sobretensão, subtensão, sobrefrequência e subfrequência sejam consideradas, quando necessário no algoritmo de anti-ilhamento.

## 2.2 NORMAS TÉCNICAS EUROPEIAS

Na Europa, as normas técnicas são desenvolvidas pelo Instituto de Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission – IEC*). Novamente, existem alguns países com normas complementares relevantes para a normatização fotovoltaica. Nesse sentido, é importante considerar a normatização criada pelo Instituto Alemão de Normatização (*Deutsches Institut für Normung – DIN*) visto que a Alemanha é um dos primeiros países a normatizar a geração fotovoltaica, a qual é amplamente difundida.

### 2.2.1 IEC Std. 61727

A norma *Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface* (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004) se aplica a sistemas fotovoltaicos conectados à rede operando em paralelo com a rede elétrica e utilizando inversores estáticos sem possibilidade de operação ilhada.

Neste documento se descreve as recomendações específicas para os sistemas de até 10 kVA, os quais são destinados a serem utilizados em instalações individuais monofásicas ou polifásicas e estabelece os requisitos elétricos do inversor para a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição. Esta norma não trata de compatibilidade eletromagnética ou mecanismos de proteção de anti-ilhamento.

#### 2.2.1.1 *Compatibilidade com a rede*

##### 2.2.1.1.1 Cintilação

A operação do sistema fotovoltaico não deve causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes da norma IEC 61000-3-3 para os sistemas com corrente inferior a 16 A ou da norma IEC 61000-3-5 para sistemas com corrente maior ou igual a 16 A.

##### 2.2.1.1.2 Injeção de corrente CC

Corrente CC injetada na rede não pode ser superior a 1% da corrente nominal do sistema de GD.

### 2.2.1.1.3 Harmônicos e taxa de distorção harmônica de corrente

A taxa de distorção harmônica de corrente deve ser inferior a 5% na potência nominal do inversor. A Tabela 10 apresenta o valor limite para cada harmônico.

Tabela 10 – Limite de harmônicos permitidos.

<b>Harmônicos ímpares</b>	<b>Valor máximo</b>
3° a 9°	<4,00%
11° a 15°	<2,00%
17° a 21°	<1,50%
23° a 33°	<0,60%
Acima do 33°	-
<b>Harmônicos pares</b>	<b>Valor máximo</b>
2° a 8°	≤ 1,00%
10° a 14°	≤ 0,50%
16° a 20°	≤ 0,50%
22° a 34°	≤ 0,50%
Acima do 36°	-

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004).

### 2.2.1.1.4 Fator de potência

O sistema fotovoltaico deve ter um fator de potência maior que 0,92 indutivo para carregamentos superiores a 50%. Sistemas FV com a função de compensação de reativos podem operar fora desse limite caso a distribuidora permita. A maioria dos inversores opera com fator de potência perto da unidade.

### 2.2.1.2 Segurança pessoal e proteção do sistema FV

#### 2.2.1.2.1 Resposta para condição anormal da rede

A Tabela 11 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de tensão da rede. Destaca-se que os valores são percentuais em relação à  $V_{grid}$  no PCC. O tempo de desconexão é contado a partir do evento anormal até a desconexão do sistema de GD da rede.

Tabela 11 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

<b>Tensão</b>	<b>Tempo de desconexão (s)</b>
- V < 50 %	0,10
50 % ≤ V < 85 %	2,00
85 % ≤ V ≤ 110 %	operação normal
110 % < V < 135 %	2,00
135 % ≤ V -	0,05

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2004)

Quando a frequência da rede está fora da faixa de  $\pm 1,00$  Hz, o sistema deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,20 s. O propósito de uma faixa de frequência e tempo de atraso permitido é possibilitar que o sistema FV opere continuamente na presença de distúrbios de curta duração, evitando “desconexões” excessivas em condições operacionais de redes fracas. O tempo de desconexão é contado a partir do evento anormal até a desconexão do inversor da rede.

#### 2.2.1.2.2 Proteção para anti-ilhamento

O sistema FV deve cessar de fornecer energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento). As questões relativas a procedimentos de ensaios anti-ilhamento dos inversores são objetos da IEC Std. 62116.

#### 2.2.1.2.3 Reconexão

Depois de uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema FV não deve retomar a fornecer energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s até 5 min após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

#### 2.2.1.2.4 Aterramento

O equipamento de interface com a rede deve estar aterrado em conformidade com a norma IEC Std. 60364-7-712.



### 2.2.1.2.5 Proteção contra curto-circuito

O sistema FV deve ter proteções contra curto-circuito em conformidade com a norma IEC Std. 60364-7-712.

### 2.2.1.2.6 Isolação e seccionamento

Um método de isolação e seccionamento deve ser disponibilizado em conformidade com a norma IEC Std. 60364-7-712.

### 2.2.1.3 *Resumo*

A Tabela 12 contém os valores de referência para injeção de componente contínua, taxa de distorção harmônica de corrente, FP mínimo, tempo de reconexão após falha, tempo máximo de operação em ilha, faixa de operação de frequência e tensão, além das normas indicadas para cintilação máxima, interferência eletromagnética e segurança. Porém, não é apresentada especificação quanto tempo de desconexão por corrente CC, corrente residual e tempo de desconexão por corrente residual.

Tabela 12 – Limites resumidos da IEC Std. 61727:2004.

<b>Parâmetro</b>	<b>Faixa de valores</b>
Injeção de componente contínua máxima <sup>a</sup>	1
Tempo máximo para desconexão por corrente CC	-
Taxa de distorção harmônica de corrente máxima (%)	5
FP mínimo	>0,92
Tempo máximo de operação em ilha (s)	2
Tempo de reconexão à rede após falha (s)	20 até 300
Faixa de frequência (Hz) - operação normal	59,00 < f < 61,00
Tempo máximo fora da faixa de frequência (s)	0,20
Faixa de tensão - operação normal <sup>b</sup>	85% ≤ V < 110%
Tempo máximo fora da faixa de tensão (s)	Ver Tabela 11
Corrente residual (mA)	-
Tempo de desconexão por corrente residual (s)	-
Cintilação máxima	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-5
Segurança	IEC 60364-5-55-3-3 IEC 60364-7-712.

<sup>a</sup> - Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída.

<sup>b</sup> - Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

### 2.2.2 IEC Std. 62116

Criada pelo Instituto de Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission – IEC*), a norma *Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures* (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014) tem por objetivo estabelecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. O ensaio de anti-ilhamento é realizado em 3 níveis de potência conforme especificações apresentadas na Tabela 13.

A norma descreve os requisitos (equipamentos e precisão) necessários para a realização dos ensaios. O banco RLC deve ter fator de qualidade ( $Q_f$ )  $1 \pm 0,05$ , e deve ser composto de resistores, indutores e capacitores associados em paralelo. Salienta-se que uma carga ativa também pode ser utilizada.

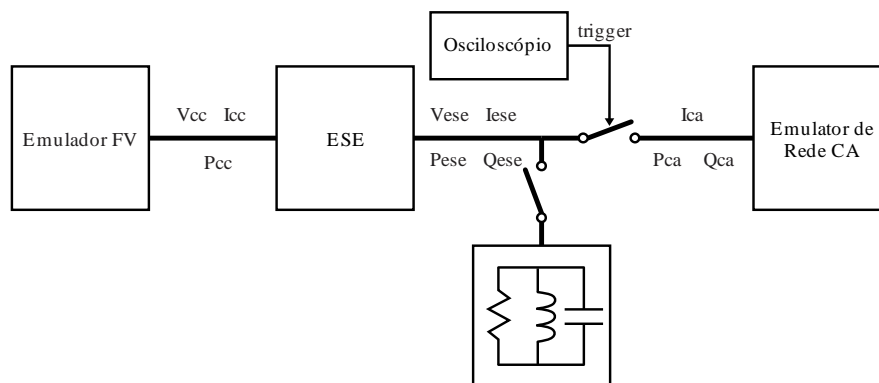
O ensaio é realizado com várias configurações do banco RLC por meio de degraus de potência ativa e reativa em torno do ponto de sintonia de fator de qualidade unitário. O tempo máximo de operação em ilha deve ser de 2 s. A Figura 15 apresenta o esquemático de ensaio. Percebe-se nesse esquemático que a banco RLC tem função de drenar toda potência ativa gerada pelo inversor, sendo permitido um erro de  $\pm 1\%$  da corrente nominal em cada fase.

Tabela 13 – Condições de ensaio para anti-ilhamento.

Condição	$P_{out}$	$V_{in}$
A	Máxima	> 90% da faixa de tensão de entrada do inversor.
B	50% - 66%	50% da faixa de tensão de entrada do inversor $\pm 10\%$ .
C	25% - 33%	< 10% da faixa de tensão de entrada nominal do inversor.

Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014)

Figura 15 – Esquemático de ensaio de anti-ilhamento



Fonte: (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014)

### 2.2.3 DIN VDE V 0126-1-1

Criada pelo Instituto Alemão de Normatização (*Deutsches Institut für Normung – DIN*) a norma *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid* (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG, 2013) se refere ao dispositivo de desconexão automática. Diferentemente das normas anteriores, esse elemento é usado como uma interface de segurança entre o gerador e a rede de distribuição pública de baixa tensão e serve como um substituto para um seccionador acessível a qualquer momento pelo operador da rede de distribuição. Ela impede o fornecimento intencional de energia elétrica a partir do gerador em uma sub-rede desconectado do resto da rede de distribuição (ilhamento), oferecendo assim uma proteção adicional às medidas especificadas na norma DIN VDE 0105-100 para:

- a) o pessoal operacional, anti-ilhamento;
- b) equipamentos, contra tensões inadmissíveis e frequências;
- c) consumidores, contra tensões e frequências inadmissíveis.

Esta norma estabelece que o elemento de desconexão automático deve desconectar o gerador da rede em casos de injeção de componente contínua, sobretensão ou subtensão, sobrefrequência ou subfrequência, ilhamento, através de dois elementos de duas chaves ligados em série.

As duas chaves devem ser do tipo relé ou contactora quando o inversor utilizado no sistema de conexão à rede não tiver isolamento galvânica entre o gerador e a rede. Quando houver isolamento elétrica entre o gerador e a rede, uma chave pode ser os próprios transistores do inversor e a segunda deve ser do tipo contator ou relé. Com relação à detecção de ilhamento, esta norma estabelece que o método de detecção deve ser a monitoração da impedância da rede.

Para inversores sem isolamento elétrica entre o gerador e a rede, esta norma estabelece que o elemento de desconexão automático deve ter um sistema de monitoração de corrente diferencial-residual, o qual desconecta o inversor da rede quando a corrente diferencial-residual for maior que 300 mA e quando suas variações forem superiores aos valores estabelecidos na Tabela 14.

Tabela 14 – Limites de desconexão por corrente diferencial-residual.

Varição da corrente diferencial-residual (mA)	Tempo de Desconexão (s)
30	0,30
60	0,15
150	0,04

Fonte: (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG, 2013)

### 2.2.3.1 *Resumo*

A Tabela 15 contém os valores de referência para injeção de componente contínua, tempo máximo de desconexão por corrente CC, tempo máximo de operação em ilha, faixa de operação de frequência e tensão. Porém, não é apresentada especificação quanto à taxa de distorção harmônica de corrente, fator de potência mínimo, tempo de reconexão após falha, cintilação máxima, interferência eletromagnética e segurança.

Tabela 15 – Limites resumidos da DIN VDE V 126-1-1.

Parâmetro	Faixa de valores
Injeção de componente contínua máxima (A)	1
Tempo máximo de desconexão por corrente CC (s)	0,20
Taxa de distorção harmônica de corrente máxima	-
FP mínimo	-
Tempo máximo de operação em ilha (s)	5
Tempo de reconexão à rede após falha (s)	-
Faixa de frequência (Hz) - operação normal	$47,50 < f < 50,20$
Tempo máximo fora da faixa de frequência (s)	0,20
Faixa de tensão - operação normal <sup>a</sup>	$80\% \leq V < 115\%$
Tempo máximo fora da faixa de tensão (s)	0,20
Corrente residual (mA)	Tabela 14
Tempo de desconexão por corrente residual (s)	

<sup>a</sup> - Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

## 2.3 NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS

No Brasil, as normas técnicas envolvendo a área elétrica são desenvolvidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Associação brasileira de Normas Técnicas – ABNT. A ANEEL normatiza os sistemas que envolvem a geração, transmissão e distribuição de energia, enquanto a ABNT normatiza a operação dos equipamentos empregados nestes sistemas.

### 2.3.1 PRODIST

Criados pela ANEEL, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011) são documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O PRODIST está dividido em oito módulos:

- a) Módulo 1 – Introdução;
- b) Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- c) Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição;
- d) Módulo 4 – Procedimentos Operativos dos Sistemas de Distribuição;
- e) Módulo 5 – Sistemas de Medição;
- f) Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações;
- g) Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição;
- h) Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

Dentre esses módulos, as seções sobre Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistema de Medição (Módulo 5) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8) são relevantes para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede.

#### 2.3.1.1 Fator de potência

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 indutivo até 1,00 ou 1,00 até 0,92 capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

### 2.3.1.2 Condições anormais da rede

A Tabela 16 contém a faixa de operação normal da tensão juntamente com a classificação de tensão para diferentes valores de operação em valores percentuais de  $V_{grid}$ . Além disso, o PRODIST regulamenta 12 possibilidades de tensão para conexão com a rede elétrica, a Tabela 17 contém os valores regulamentados. A Tabela 18 apresenta a faixa de operação normal do sistema de distribuição juntamente com o tempo de operação máximo fora dos valores normais de frequência.

Tabela 16 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

<b>Tensão</b>	<b>Classificação</b>
- $V < 93\%$	Faixa crítica
$93\% \leq V < 95\%$	Faixa precária
$95\% \leq V < 105\%$	Faixa normal
$105\% \leq V < 107\%$	Faixa precária
$107\% \leq V$ -	Faixa crítica

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011)

Tabela 17 – Níveis de tensão regulamentados.

<b>Tipo de conexão</b>	<b>Tensão</b>
Monofásica (fase-neutro) ou Bifásica (fase-fase)	208/220/230/240/254
Monofásica (fase-neutro)	110/115/120/127
Trifásica (fase-fase)	20/380/440

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011)

Tabela 18 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.

<b>Frequência (Hz)</b>	<b>Tempo de desconexão (s)</b>
$56,50 \leq f < 57,50$	5
$57,50 \leq f < 58,50$	10
$58,50 \leq f < 59,50$	10
$59,50 \leq f < 59,90$	30
$59,90 \leq f < 60,10$	operação normal
$60,10 \leq f < 60,50$	30
$60,50 \leq f < 62,00$	30
$62,00 \leq f < 63,50$	30
$63,50 \leq f < 66,00$	10

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011)

### 2.3.1.3 *Resumo*

A Tabela 19 contém os valores de referência para fator de potência mínimo, faixa de operação de tensão e frequência. Porém não existem limitações quando a injeção de corrente CC, tempo de desconexão por corrente CC, taxa de distorção harmônica de corrente máxima, tempo máximo de operação em ilha, tempo de reconexão após falha, corrente residual e tempo de desconexão por corrente residual.

Tabela 19 – Limites resumidos do PRODIST Módulo 8

<b>Parâmetro</b>	<b>Faixa de valores</b>
Injeção de componente contínua máxima (A)	-
Tempo máximo de desconexão por corrente CC (s)	-
Taxa de distorção harmônica de corrente máxima	-
FP mínimo	0,92 até 1,00 / 1,00 até 0,92
Tempo máximo de operação em ilha (s)	-
Tempo de reconexão à rede após falha (s)	-
Faixa de frequência (Hz) - operação normal	$59,90 < f < 60,10$
Tempo máximo fora da faixa de frequência (s)	Tabela 18
Faixa de tensão - operação normal <sup>a</sup>	$91\% \leq V < 105\%$
Tempo máximo fora da faixa de tensão (s)	-
Corrente residual (mA)	-
Tempo de desconexão por corrente residual (s)	-

<sup>a</sup> - Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

## 2.3.2 **ABNT NBR 16149**

Criada pela ABNT em 2013, esta norma estabelece as recomendações específicas de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos. Esta norma se aplica aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição.

### 2.3.2.1 *Compatibilidade com a rede*

#### 2.3.2.1.1 *Cintilação*

A operação do sistema fotovoltaico não deve causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes da norma IEC 61000-3-3 para os sistemas com corrente

inferior a 16 A, da norma IEC 61000-3-11 para sistemas com corrente maior ou igual a 16 A e inferior a 75 A e da norma IEC 61000-3-5 para sistemas com corrente superior a 75 A.

#### 2.3.2.1.2 Injeção de corrente CC

Corrente CC injetada na rede não pode ser superior a 0,50% da corrente nominal do sistema fotovoltaico. Caso infringido essa limitação o inversor deve desconectar em até 1 s. Inversores com isolamento galvânica não precisam ter proteções neste quesito.

#### 2.3.2.1.3 Harmônicos e taxa de distorção harmônica de corrente

A taxa de distorção harmônica de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do inversor. A Tabela 20 apresenta a amplitude permitida para cada harmônico.

Tabela 20 – Limites de harmônicos permitidos.

<b>Harmônicas ímpares</b>	<b>Valores máximos</b>
3° a 9°	< 4,00 %
11° a 15°	< 2,00 %
17° a 21°	< 1,50 %
23° a 33°	< 0,60 %
<b>Harmônicas pares</b>	<b>Valores máximos</b>
2° a 8°	< 1,00 %
10° a 32°	< 0,50 %

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a)

#### 2.3.2.1.4 Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa

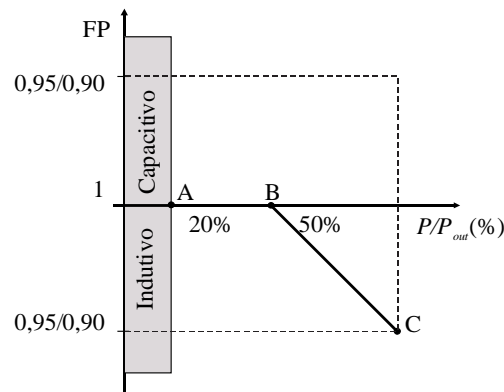
O inversor deve sair de fábrica com FP unitário, porém quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, após uma mudança na potência ativa, o sistema FV deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder a um FP predefinido. Cabe salientar que qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 s.

- a) Sistemas FV com potência nominal menor ou igual a 3 kW: Devem ter FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo conforme Figura 16.



- b) Sistemas FV com potência nominal superior a 3 kW e inferior ou igual a 6 kW: Devem ter FP igual a 1 ajustado de fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 16 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo. Dependendo da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, o operador da rede pode fornecer um curva diferente, que deve ser implementada nos inversores por meio do ajuste dos pontos A, B, e C da Figura 16. A curva da Figura 16 só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, valor ajustável entre 100% e 110% de  $V_{grid}$ , com valor padrão em 104% ajustado de fábrica. A curva-padrão só deve ser desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, valor ajustável entre 90% e 100% de  $V_{grid}$ , com valor padrão em 100% ajustado em fabrica.

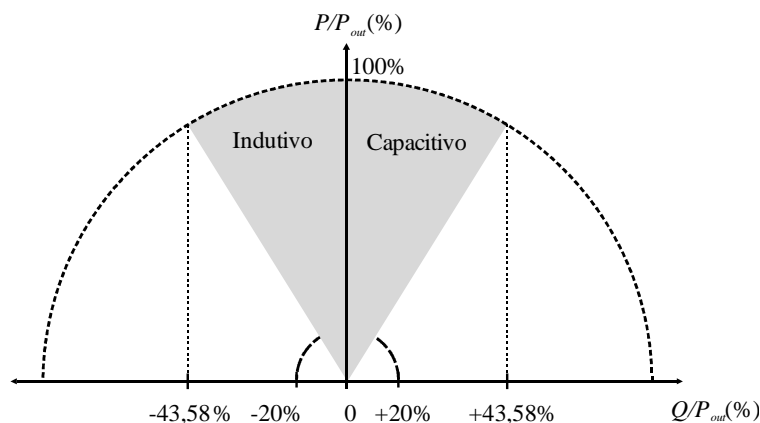
Figura 16 – Curva padrão de compensação de potência reativa.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a)

- c) Sistemas FV com potência maior que 6 kW: Podem operar com duas possibilidades:
- PF igual unitário ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 16 e com PF ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
  - Controle da potência reativa (var), conforme Figura 17. Correspondendo não mais a 3 pontos discretos de operação, mas sim a uma área de possibilidades com a mesma limitação da Figura 16.

Figura 17 – Curva padrão de compensação de potência reativa.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a)

O tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso. Os tipos de controle podem ser:

- a) Potência reativa fixa;
- b) Controle externo.

### 2.3.2.2 Segurança pessoal e proteção do sistema FV

#### 2.3.2.2.1 Resposta para condição anormal da rede

A Tabela 21 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de tensão da rede. Destaca-se que os valores são percentuais em relação à  $V_{grid}$  no PCC. O tempo de desconexão é contado a partir do evento anormal até a desconexão do sistema de GD da rede.

Tabela 21 – Limites de desconexão por comportamento anormal de tensão.

Tensão		Tempo de desconexão (s)
$V < 80\%$		0,40
$80\% \leq V < 110\%$		operação Normal
$110\% \leq V$		0,20

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a)

A Tabela 22 apresenta limitações dinâmicas com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas da frequência da rede. Já a Figura 18 apresenta o procedimento

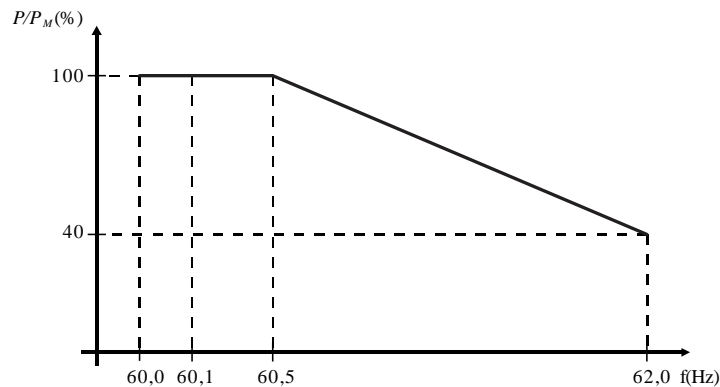
dinâmico quando constatado uma sobrefrequência entre 60,50 Hz e 62,00 Hz. A redução da potência ativa injetada na rede deve ser realizada segundo (1).

Tabela 22 – Limites de desconexão por comportamento anormal de frequência.

Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)	Frequência de reconexão (Hz)
- f < 57,50	0,20	59,90
57,50 ≤ f < 62,00	operação normal	operação normal
62,00 ≤ f -	0,20	60,10

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a)

Figura 18 – Curva de limitação da potência ativa em sobrefrequência.



onde:  $P_M$  é a potência ativa medida quando a frequência excede 60,50 Hz.

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a)

$$\Delta P_{\text{out}} = [f_M - f_{\text{grid}} + 0.5].R \quad (1)$$

onde:  $\Delta P_{\text{out}}$  é a redução da potência ativa

$f_M$  é a frequência da rede medida quando iniciou o evento anormal de frequência

$f_{\text{grid}}$  é a frequência nominal da rede

$R$  é a redução de  $P_{\text{out}}$  (40%/Hz).

Nota-se que o inversor FV deve manter o menor nível de potência ativa injetado na rede durante a elevação da frequência ( $P_M - \Delta P_{\text{out}}$ ) se a frequência da rede começar a diminuir após iniciado o processo de redução da potência ativa. Além disso, o inversor deve elevar  $P_{\text{out}}$  quando a frequência da rede voltar a 60,00 Hz  $\pm$  0,05 Hz por pelo menos 300 s. O gradiente de elevação de  $P_{\text{out}}$  é de até 20 % de  $P_M$ .

#### 2.3.2.2.2 Proteção para anti-ilhamento

O sistema FV deve cessar de fornecer energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento). As questões relativas a procedimentos de ensaios anti-ilhamento dos inversores são objetos da ABNT IEC Std. 62116.

#### 2.3.2.2.3 Reconexão

Depois de uma desconexão devido a uma condição anormal da rede, o sistema FV não deve retornar a fornecer energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s até 5 min após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

#### 2.3.2.2.4 Aterramento

O equipamento de interface com a rede deve estar aterrado em conformidade com a IEC Std. 60364-7-712.

#### 2.3.2.2.5 Proteção contra curto-circuito

O sistema FV deve ter proteções contra curto-circuito em conformidade com a IEC Std. 60364-7-712.

#### 2.3.2.2.6 Isolação e seccionamento

Um método de isolação e seccionamento deve ser disponibilizado em conformidade com a IEC Std. 60364-7-712.

#### 2.3.2.2.7 Religamento fora de fase

O sistema FV deve ser capaz de suportar religamento automático na pior condição possível.

### 2.3.2.3 Controle externo

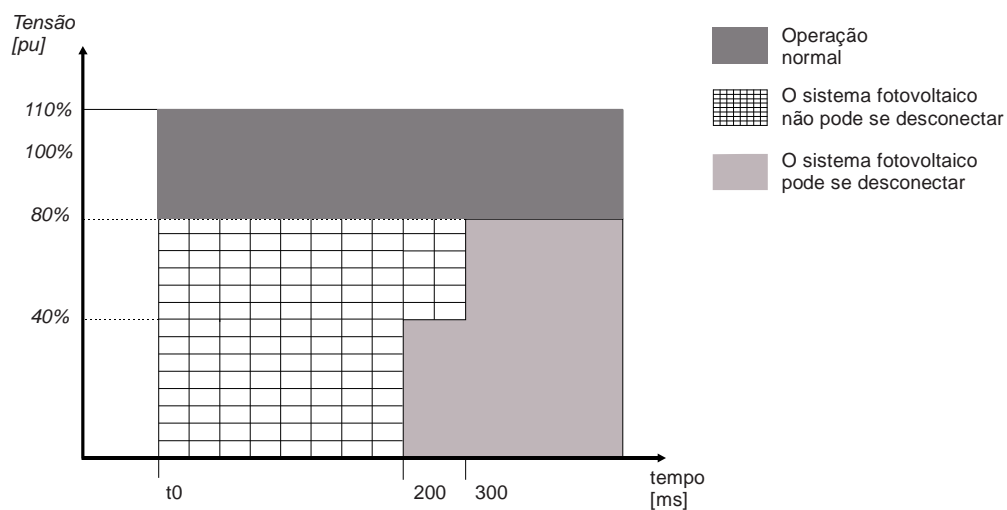
O sistema FV deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando. Esses sinais devem permitir:

- Controle de potência ativa: O sistema FV com potência nominal superior à 6 kW deve ser capaz de reduzir a potência ativa em passos de até 10% de sua potência nominal. Os valores devem ser atingidos em no máximo 1 min, com tolerância de  $\pm 2,50\%$  da potência nominal do inversor.
- Controle de potência reativa: O sistema FV com potência nominal superior à 6 kW deve ser capaz de reduzir a potência reativa injetada/demandada dentro dos limites da Seção 2.3.2.1.4. Os valores devem ser atingidos em no máximo 10 s, com tolerância de  $\pm 2,50\%$  da potência nominal do inversor;
- Desconexão da rede: O sistema FV deve ser capaz de desconectar-se/reconectar-se da rede elétrica por meio de telecomandos em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando.

### 2.3.2.4 Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede

Para evitar desconexões indevidas da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema FV com potência nominal igual ou superior a 6 kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 19.

Figura 19 – Especificações para requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede



Na área quadriculada, o sistema FV não pode se desconectar da rede, porém é permitido cessar o fornecimento de energia. Se a tensão retornar para a faixa de operação normal ( $-20\%$  a  $+10\%$  de  $V_{grid}$ ), o sistema FV deve retornar a injetar a potência ativa que ocorria antes da falta, com tolerância de  $\pm 10\%$  da potência nominal do sistema FV, dentro de 200ms. Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80% e 90% de  $V_{grid}$ , é permitido uma redução da potência injetada na corrente máxima do inversor.

### 2.3.2.5 *Resumo*

A Tabela 23 contém os valores de referência para injeção de componente contínua, tempo máximo de desconexão por corrente CC, taxa de distorção harmônica de corrente mínima, FP mínimo, tempo máximo de operação em ilha, tempo de reconexão após falha, faixa de operação de frequência e tensão, cintilação máxima, aterramento, proteção contra curto-circuito e isolamento e seccionamento. Porém não existem limitações quando a corrente residual e tempo de desconexão por corrente residual.

Tabela 23 – Limites resumidos da ABNT NBR 16149.

<b>Parâmetro</b>	<b>Faixa de valores</b>
Injeção de componente contínua máxima <sup>a</sup>	0,5
Tempo máximo de desconexão por corrente CC (s)	1
Taxa de distorção harmônica de corrente máxima (%)	5
FP mínimo	1
Tempo máximo de operação em ilha (s)	2
Tempo de reconexão à rede após falha (s)	20 – 300
Faixa de frequência (Hz) - operação normal <sup>b</sup>	$57,50 \leq f \leq 60,50$
Tempo máximo fora da faixa de frequência (s)	Tabela 22
Faixa de tensão - operação normal <sup>c</sup>	$80 \% \leq V < 110 \%$
Tempo máximo fora da faixa de tensão (s)	Tabela 21
Corrente residual (mA)	-
Tempo de desconexão por corrente residual (s)	-
Cintilação máxima	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-5 IEC 61000-3-11
Aterramento	IEC 60364-7-712
Proteção contra curto-circuito	IEC 60364-7-712
Isolação e seccionamento	IEC 60364-7-712

<sup>a</sup> - Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída. Com 1 s para desconexão caso desrespeitado.

<sup>b</sup> - Valor referente a frequências inferiores a 57,50 Hz e superiores a 62,00 Hz. Caso a frequência esteja entre 60,50 Hz e 62,00 Hz deve-se reduzir a potência ativa sem desconectar.

<sup>c</sup> - Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

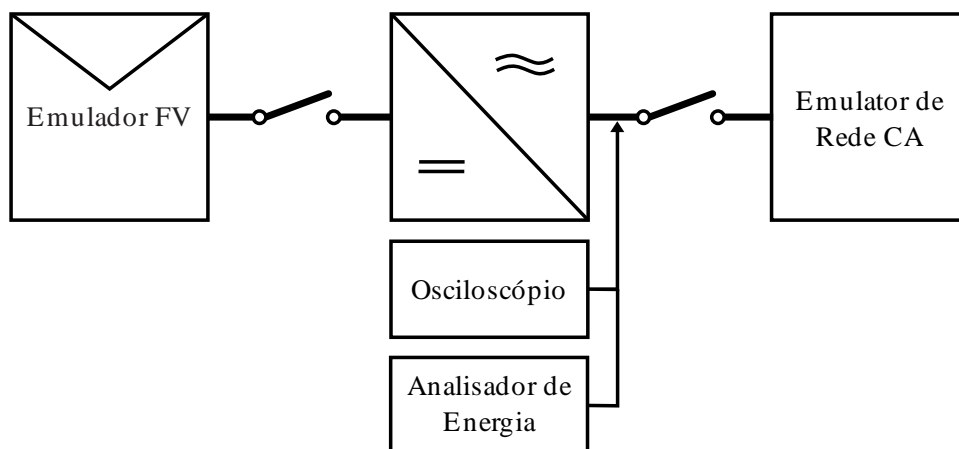
### 2.3.3 ABNT NBR 16150

Criada pela ABNT em 2013, esta norma estabelece os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema FV e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149. Esta norma se aplica aos conversores estáticos utilizados em sistemas FV de conexão à rede elétrica (inversores) e aos outros componentes utilizados na interface com a rede. A Figura 20 apresenta o circuito proposto para realizar os ensaios do inversor (tratado na norma como Equipamento Sob Ensaio – ESE). Os ensaios normatizados estão na Tabela 24.

O procedimento genérico para ensaio consiste em:

- conectar o ESE ao emulador FV e ao emulador de Rede CA acoplando os instrumentos de medição necessários;
- configurar o emulador FV para que na saída se obtenha um nível de potência desejado;
- configurar o simulador de rede para absorver 110% da potência CA máxima do ESE em 60 Hz;
- fechar as chaves e esperar a estabilização do SPMP. Se não observar estabilização do SPMP esperar pelo mesmo 5 min;
- realizar o procedimento de ensaio pertinente;
- observar critério de aceitação.

Figura 20 – Circuito proposto para ensaio do inversor.



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a, 2013b)

Tabela 24 – Listas dos ensaios da ABNT NBR 16150.

<b>Nome do Ensaio</b>
1. Cintilação (Impedância de rede necessária)
2. Injeção de componente CC
3. Harmônicos e distorção de forma de onda
4.1. Fator de potência fixo
4.2. Fator de potência em curva
5. Injeção/demanda de potência reativa
6.1.1. Tensão de desconexão por sobretensão
6.1.2. Tempo de desconexão por sobretensão
6.2.1. Tensão de desconexão por subtensão
6.2.2. Tempo de desconexão por subtensão
7.1.1. Frequência de desconexão por sobrefrequência
7.1.2. Tempo de desconexão por sobrefrequência
7.2.1. Frequência de desconexão por subfrequência
7.2.2. Tempo de desconexão por subfrequência
8. Controle de potência reativa em sobrefrequência
9. Tempo de reconexão
10. Reconexão fora de fase
11. Modulação de potência ativa
12. Modulação de potência reativa
13. Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede
14. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede

### **2.3.4 ABNT IEC 62116**

A norma ABNT IEC 62116 tem as mesmas especificações que a norma IEC 62116 apresentadas na Seção 2.2.2.

### **2.3.5 Portaria nº 357 do Inmetro**

Publicada pelo Inmetro em 2014, essa portaria estabelece que os inversores comercializados no território nacional devem estar de acordo com todas as limitações contidas nas normas ABNT NBR 16149 e ABNT NBR IEC 62116. Além disso, duas outras restrições são exigidas:

#### *2.3.5.1 Inversão de polaridade*

O inversor deve ser capaz de suportar a inversão de polaridade CC. Essa inversão de polaridade não pode causar dano ao inversor.



### 2.3.5.2 Sobrecarga

O inversor deve ser submetido a uma potência de 120% da potência nominal. Essa condição não pode causar dano ao inversor.

## 2.4 ANALISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMATIZAÇÕES NORTE-AMERICANA, EUROPÉIA E BRASILEIRA

Tendo em vista que esse conjunto de normatizações é denso e detalhado, as requisições foram agrupadas em tópicos comuns, sendo eles: (1) qualidade da energia do inversor, (2) qualidade da energia da rede, (3) requisitos de instalação, e (4) proteções. Além disso, foi realizada uma comparação com a normatização equivalente europeia, IEC Std. 61727:2004, e norte americana, IEEE Std. 1547:2003 e IEEE Std. 1547:2014, para termos um panorama mundial da normatização vigente.

### 2.4.1 Qualidade da energia do inversor

#### 2.4.1.1 Injeção de componente CC

A norma brasileira ABNT NBR 16149:2013 não permite injeção de corrente contínua superior a 0,50% da corrente nominal do inversor e, caso haja essa violação, limita o tempo de desconexão em 1s. A norma equivalente norte americana IEEE 1547:2003 também limita a injeção de corrente CC limite permitida em 0,50% da corrente nominal do inversor, porém não especifica tempo para desconexão caso ocorra essa violação. Já a norma europeia IEC 61727:2004 tem limitação de injeção de corrente CC de 1,00% da corrente nominal do inversor sem apresentar tempo de desconexão em caso de infração. A Tabela apresenta a comparação entre as normas.

Tabela 25 – Limitação de injeção de corrente CC por norma.

	<b>Limite aceitável</b>	<b>Tempo de desconexão<sup>a</sup></b>
ABNT 16149:2013	0,50%	1 s
IEEE 1547:2003	0,50%	não especificado
IEC 61727:2004	1,00%	não especificado

Fonte: (FIGUEIRA et al., 2013)

<sup>a</sup> A partir da condição anormal de injeção de corrente CC até atuação do inversor – corte da corrente injetada na rede

### 2.4.1.2 Harmônicos e distorção de forma de onda

Pode-se considerar que as normas ABNT NBR 16149:2013, IEEE 1547:2003 e IEC 61727:2004 são bastante similares nesse item. A distorção de forma de onda da corrente injetada máxima permitida é 5% e os níveis de harmônicos estão apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 – Lista de limitação de harmônicos por norma.

<b>Harmônicos</b>	<b>ABNT 16149:2013</b>	<b>IEC 61727:2004</b>	<b>IEEE 1547:2003</b>
<b>Ímpares</b>	<b>Valor limite</b>	<b>Valor limite</b>	<b>Valor limite</b>
< 9°	< 4,0%	< 4,0%	≤ 4,0000%
11° até 15°	< 2,0%	< 2,0%	≤ 2,0000%
17° até 21°	< 1,5%	< 1,5%	≤ 1,5000%
23° até 33°	< 0,6%	< 0,6%	≤ 0,6000%
> 35°	-	-	≤ 0,3000%
<b>Pares</b>	<b>Valor limite</b>	<b>Valor limite</b>	<b>Valor limite</b>
2° até 8°	< 1,0%	< 1,0%	≤ 1,0000%
10° até 14°	< 0,5%	< 0,5%	≤ 0,5000%
16° até 20°	< 0,5%	< 0,5%	≤ 0,3750%
22° até 34°	< 0,5%	< 0,5%	≤ 0,1500%
> 36°	-	-	≤ 0,0075%

Fonte: (FIGUEIRA et al., 2013)

### 2.4.1.3 Fator de potência e injeção de potência reativa

A norma brasileira ABNT 16149 se destaca frente às outras nesse tópico. A IEEE 1547:2003 não permite que a geração distribuída colabore com a regulação da tensão no PCC. Essa normatização foi revista pela IEEE 1547:2014 permitindo ao operador da rede solicitar que o sistema solar fotovoltaico participar ativamente na regulação da tensão dentro dos limites da ANSI C84.1:2011, Faixa A. Entretanto, não existe nenhum requerimento quanto ao Fator de Potência (FP) do inversor. A IEC 61727:2004 regulamenta que o sistema solar fotovoltaico deve possuir FP superior a 0,92 indutivo para carregamentos superiores a 50%. O sistema fotovoltaico que possui a função de compensação de reativos pode operar fora desse limite se o operador da rede autorizar. Finalmente, a norma ABNT 16149:2013 requer diferentes níveis de limitações de acordo com a potência ativa nominal do inversor conforme Seção 2.3.2.1.4.

## 2.4.2 Qualidade da energia da rede

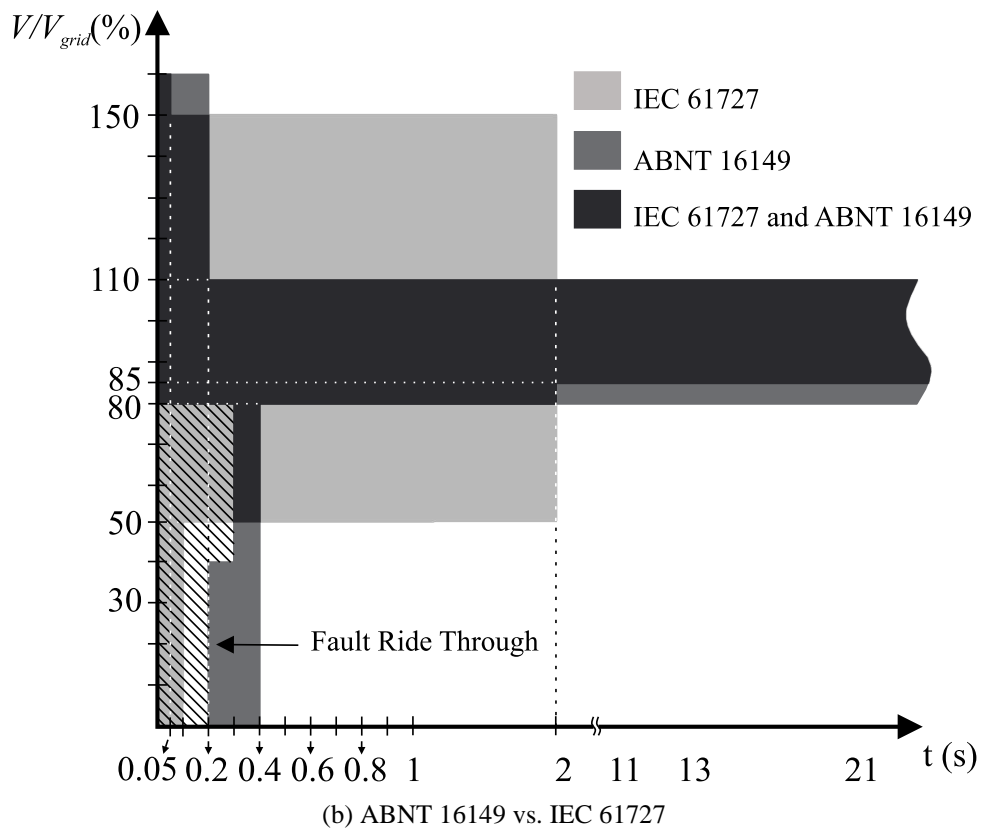
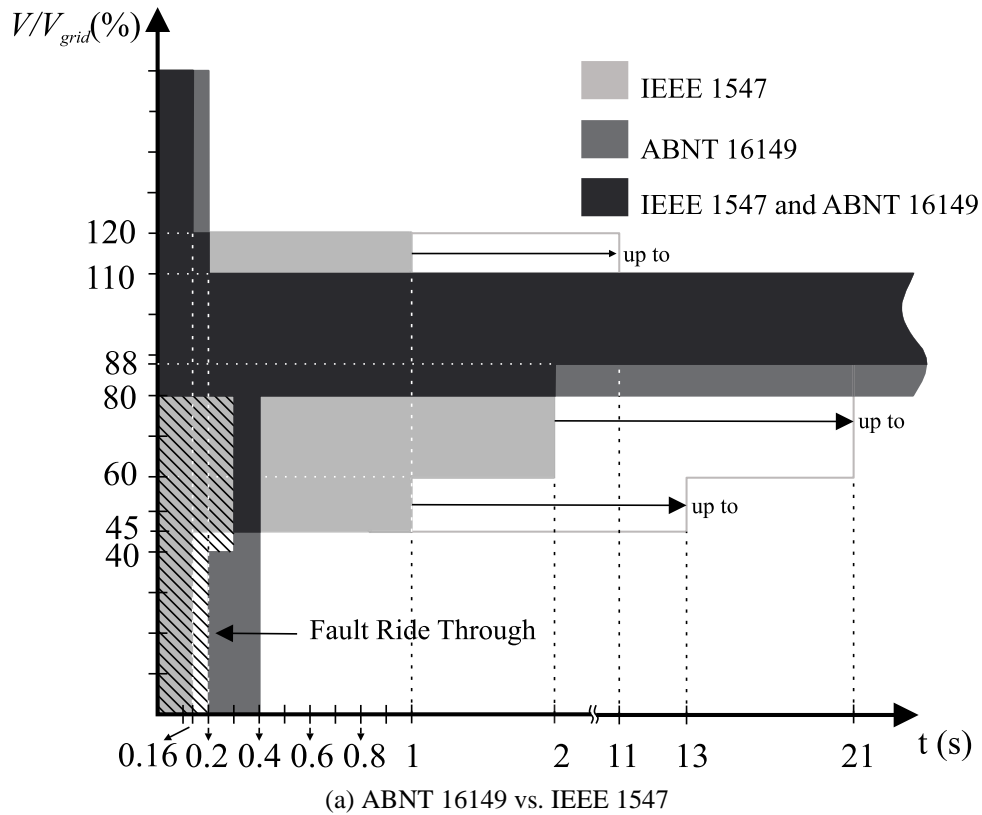
### 2.4.2.1 Cintilação

Neste tópico, os documentos avaliados referenciam outras normas. A norma brasileira ABNT 16149:2013 referencia os seguintes documentos de acordo com o nível de corrente nominal do inversor: (1) IEC 61000-3-3 ( $I < 16$  A), (2) IEC 61000-3-11 ( $16$  A  $< I < 75$  A) e (3) IEC 61000-3-5 ( $I > 75$  A). A norma europeia IEC 6127:2009 referencia: (1) IEC 61000-3-3 ( $I < 16$  A), (2) IEC 61000-3-5 ( $I > 16$  A). Finalmente, a norma norte americana IEEE 1547:2003 referencia: (1) IEEE 519, (2) IEEE P1453, (3) IEC 61000-3-7, (4) IEC 61000-4-15 e (5) IEC 61400-21.

### 2.4.2.2 Comportamento anormal da tensão

As normas têm diferentes faixas de regime permanente neste tópico. A faixa de regime permanente mais estreita pertence a IEEE 1547:2014 com limites de 88% até 110% de  $V_{\text{grid}}$ . Em seguida, a faixa de regime permanente da norma IEC 61727:2004 é de 85% até 110% de  $V_{\text{grid}}$ . Finalmente, a faixa de regime permanente da norma brasileira ABNT 16149:2013 é de 80% até 110% de  $V_{\text{grid}}$ . Além disso, os tempos de desconexão devido a comportamento anormal de tensão são comparados avaliando o período entre a ocorrência da condição anormal e o corte de injeção de corrente para a rede. A Figura 21 (a) apresenta as normas ABNT 16149:2013 e a IEEE 1547:2014. A Figura 21 (b) apresenta as normas ABNT 16149:2013 e a IEC 61727:2004. O propósito dos tempos de operação fora da faixa nas normas é o inversor não atuar diante de distúrbios de curta duração, evitando cortes frequentes e desnecessários do fornecimento por parte do inversor. Deve-se notar que a norma brasileira, apesar da ampla faixa de regime para a tensão, requer um tempo de desconexão curto que pode levar a frequentes desconexões do inversor fotovoltaico.

Figura 21 – Tempos de desconexão por comportamento anormal da tensão da rede. Valores percentuais da tensão nominal. (a) Norma brasileira ABNT 16149 vs Norte-Americana 1547. (b) Norma brasileira ABNT 16149 vs IEC 61727.



### 2.4.2.3 *Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede*

Este tópico é coberto apenas pela norma brasileira e é aplicado a inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica com  $P_{out}$  superior ou igual a 6 kW. A normatização está presente na área hachurada da Figura 21. O inversor fotovoltaico deve ser capaz de continuar operacional mesmo que a tensão da rede caia até 0% com duração de 0,20 s, e de 80% até 40% com duração de 0,30 s. Se a tensão da rede for restaurada para o valor de regime permanente, o inversor fotovoltaico deve retomar o ponto de operação anterior a subtensão (potência ativa e potência reativa) com uma tolerância de  $\pm 10\%$  de  $P_{out}$  dentro de 0,20 s. caso a tensão seja restaurada para um valor entre 90% e 80% de  $V_{grid}$  é permitida uma redução de  $P_{out}$  com base na corrente máxima do inversor. Essa capacidade reduz as desconexões desnecessárias, forçando o inversor a permanecer conectado mesmo em caso de faltas temporárias de curta duração da rede ao qual o inversor está conectado.

### 2.4.2.4 *Comportamento anormal da frequência*

Neste tópico as normas avaliadas são bastante similares. As normas brasileira e europeia possuem o mesmo tempo de desconexão. Já a norma norte americana IEEE 1547:2003 possibilita duas diferentes configurações para os limites superior e inferior de operação. Essa norma também permite um ajuste em campo desses valores. A Tabela 27 resume todos os limites.

Apesar dessa possível customização, a norma brasileira contém uma resposta exclusiva quando a rede excede 60,50 Hz e fica abaixo de 62,00 Hz (limite superior de corte), apresentado na Seção 2.3.2.2.1. A Figura 18 ilustra a curva de potência injetada na rede em função da frequência.

A norma Alemã VDE-AR-N-4105 (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG, 2011) contém restrições similares para inversores fotovoltaicos durante o período de sobrefrequência. Tal condição foi adicionada a normatização existente, após estudado o “problema de 50,20 Hz” (FÜRST; AG, 2011). Com a ampla disseminação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, se percebeu que a Alemanha rejeitaria 31 GW de geração fotovoltaica conectada em baixa tensão se a frequência da rede ultrapassasse 50,20 Hz (limite superior inicial de operação para inversores fotovoltaicos). Essa rejeição massiva poderia causar graves problemas de estabilidade do sistema elétrico interligado europeu. A

alteração foi realizada por meio de *retrofit* de  $\pm 400.000$  inversores com custo estimado de \$175 milhões de euros. (BOEMER et al., 2011)

Tabela 27 – Valores de frequência para operação e tempos de desconexão por norma.

Frequência (Hz) <sup>a</sup>	Tempo de desconexão <sup>b</sup>	Frequência de reconexão (Hz)
<b>ABNT 16149:2013</b>		
$f < 57,50$	até 0,20 s	$f \geq 59,90$
$57,50 \leq f \leq 62,00$	operação normal	-
$62,00 < f$	até 0,20 s	$f \leq 60,10$
<b>IEEE 1547:2014</b>		
$f < 57,00$ <sup>(1)</sup> ou $f < 59,30$ <sup>(2)</sup>	<sup>(1)</sup> até 0,16 s – 10 s ou <sup>(2)</sup> up to 2 s – 300 s	não especificado
$57,00$ <sup>(1)</sup> $60,50$ <sup>(3)</sup> ou $\leq f \leq$ ou $59,30$ <sup>(2)</sup> $62,00$ <sup>(4)</sup>	operação normal	-
$60,50$ <sup>(3)</sup> < f ou $62,00$ <sup>(4)</sup> < f	<sup>(3)</sup> até 2 s – 300 s ou <sup>(4)</sup> até 0,16 s – 10 s	não especificado
<b>IEC 61727:2004<sup>c</sup></b>		
$f < 59,00$	até 0,20 s	não especificado
$59,00 \leq f \leq 61,00$	operação normal	-
$60,00 < f$	até 0,20 s	não especificado

Fonte: (FIGUEIRA et al., 2013)

<sup>a</sup> No ponto comum de conexão.

<sup>b</sup> A partir do evento anormal de frequência até o corte de fornecimento de corrente do inverso à rede.

<sup>c</sup> Assumindo frequência da rede de 60,0 Hz, também cobre o caso de 50,0 Hz  $\pm$  1.0 Hz (mesmo tempo de desconexão).

#### 2.4.2.5 Anti-ilhamento

As normas avaliadas não permitem que o sistema fotovoltaico se mantenha conectado sem a presença da rede elétrica. As três normas especificam o tempo máximo de operação ilhado em 2 s. Tanto a norma brasileira quanto a europeia fazem referência à norma IEC 62116 para metodologia de teste do sistema de anti-ilhamento. A norma norte americana IEEE 1547:2003 não especifica metodologias de teste. Entretanto, normas complementares podem ser empregadas para preencher essa lacuna, como por exemplo a UL 1741 ou a IEC 62116.

### **2.4.3 Necessidades de instalação**

#### *2.4.3.1 Aterramento*

Novamente, existe uma similaridade entre as normas brasileira ABNT 16149:2013 e a europeia IEC 61727:2004. Ambas se referem à IEC 60364-7-712 quando relacionadas a aterramento. A norma norte americana especifica que o aterramento não deve causar surtos que excedam os valores nominais do inversor no ponto comum de conexão e não devem corromper as proteções existentes.

#### *2.4.3.2 Seccionamento*

A norma brasileira ABNT 16149:2013 e a europeia IEC 61727:2004, mais uma vez, se referem à norma IEC 60364-7-712 quando relacionado ao seccionamento do sistema fotovoltaico. A norma norte americana IEEE 1547:2003 especifica que, quando necessário, um dispositivo de seccionamento visível e de fácil acesso deve ser instalado no ponto de conexão comum.

### **2.4.4 Proteções**

#### *2.4.4.1 Reconexão fora de fase*

Neste tópico, as normas ABNT 16149:2013, IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2003 especificam que o inversor deve suportar conexão em qualquer fase.

#### *2.4.4.2 Tempo de reconexão*

Após uma desconexão, em decorrência de comportamento anormal da rede, o sistema fotovoltaico não deve voltar a injetar corrente por um período de 20 s até 300 s, quando retornado ao normal o parâmetro que motivou a desconexão, de acordo com a norma brasileira ABNT 16149:2013 e europeia IEC 61727:2004. A norma norte americana IEEE 1547:2003 especifica que o Sistema fotovoltaico deve esperar um tempo de reconexão de até 300 s, ajustável se necessário.

#### 2.4.4.3 *Curto-circuito*

De acordo com a norma brasileira ABNT 16149 e europeia IEC 61727, o sistema fotovoltaico deve ter proteções contra curto-circuito de saída em acordo com a norma IEC 60364-7-712. Esse tópico não é abordado pela norma norte americana IEEE 1547:2003.

#### 2.4.4.4 *Proteção contra interferência eletromagnética*

De acordo com a norma norte americana IEEE 1547:2003, o sistema fotovoltaico deve ter a capacidade de ser imune à interferência eletromagnética (EMI) de acordo com a norma IEEE C37.90.2:1995. O impacto da EMI não deve resultar em falha de operação do sistema fotovoltaico. Esse tópico não é abordado pela norma brasileira ABNT 16149:2013 e europeia IEC 61727:2004.

#### 2.4.4.5 *Paralelismo*

De acordo com a norma norte americana IEEE 1547:2003, o dispositivo de paralelismo deve ser capaz de suportar 220% de  $V_{grid}$ . Esse tópico não é abordado pelas normas brasileira ABNT 16149:2013 e europeia IEC 61727:2004.

#### 2.4.4.6 *Monitoramento*

De acordo com a norma norte americana IEEE 1547:2003, cada unidade de potência maior que 250 kVA, composta por uma unidade ou várias menores, deve prover monitoramento da sua condição de conexão, potência ativa de saída, potência reativa de saída e tensão no ponto comum de conexão. Esse tópico não é abordado pelas normas brasileira ABNT 16149:2013 e europeia IEC 61727:2004.

#### 2.4.4.7 *Controle externo*

De acordo com a norma brasileira ABNT 16149:2013, o sistema fotovoltaico superior a 6 kW deve ser capaz de receber telecomando. Esse telecomando deve permitir o controle da potência ativa e reativa de saída e a desconexão do sistema fotovoltaico da rede. Esse tópico não é abordado pelas normas norte americana IEEE 1547:2003 e europeia IEC 61727:2004.



### 2.4.5 Tabela comparativa

Uma comparação entre as normas brasileira, norte-americana e europeia, com base nos itens avaliados e nos níveis de restrição é apresentado na Tabela 28. Observa-se que os requisitos de injeção de corrente contínua, harmônicos e taxa de distorção harmônica, cintilação, tensão, anti-ilhamento, reconexão fora de fase e tempo de reconexão apresentam pequenas diferenças entre as normas, mas requerem o mesmo nível de dificuldade no desenvolvimento das soluções. Estes são os requisitos básicos que permitem que o sistema fotovoltaico opere adequadamente em conjunto com o sistema de distribuição de energia.

Em contrapartida, a norma brasileira ABNT 16149:2013 contém requisitos de fator de potência e injeção de potência reativa, que podem resultar em restrições de hardware. Por exemplo, muitas topologias de inversores não-isoladas que operam com chaves em baixa frequência não conseguem sintetizar todos os níveis de tensão independentes da direção da corrente de saída, (SOMANI, 2016). Desta forma, estas topologias não podem ser empregadas em inversores no Brasil para potências acima de 3 kW, uma vez que eles apenas sintetizam fator de potência unitário.

Também existe uma complexidade elevada nos algoritmos de controle de inversores acima de 6kW devido aos requisitos existentes na norma brasileira quanto à frequência de operação, quanto aos requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede e quanto ao controle externo. Estes requisitos aumentam a confiabilidade e a integridade do sistema de distribuição público de energia, mas podem implicar em custos extras ao projeto do inversor.

Finalmente, a norma norte americana IEEE 1547:2003 requerem monitoramento, dispositivo de paralelismo e proteção contra interferência eletromagnética. Como vantagem, tem-se a garantia de que não existirão problemas de ruído gerado pelo inversor fotovoltaico nos demais equipamentos instalados nesta rede. Estas exigências adicionais não introduzem grandes desafios para os fabricantes de inversores, mas adicionam custos adicionais. Além disso, requerimentos de aterramento, curto-circuito e dispositivo de isolamento presentes na norma brasileira e europeia não implicam em alterações de topologia ou algoritmo de controle, mas apenas nas necessidades de instalação de dispositivos de proteção adicionais nos sistemas.

Tabela 28 - Tabela comparativa das normas avaliadas.

	ABNT 16149	IEC 61727	IEEE 1547
<b>Limitação de corrente CC</b>	corrente CC: 0,5% desconexão: até 1 s	corrente CC: 1% sem tempo de desconexão	corrente CC: 0,5% sem tempo de desconexão
<b>Harmônicos e THD</b>	THD: 5 % harmônicos: Tabela 20	THD: 5 % harmônicos: Tabela 10	THD: 5 % harmônicos: Tabela 4
<b>Fator de potência e injeção de potência reativa</b>	$P_{out} \leq 3$ kW: PF = 1 de fábrica	FP superior a 0,92 indutivo para carregamento superior a 50%. Sistemas FV com compensação de reativos podem operar fora dessa faixa se autorizados.	sem requisitos de PF. Sistema FV pode participar ativamente na regulação de tensão quando solicitado.
	$3$ kW < $P_{out} \leq 6$ kW: PF = 1 de fábrica, PF ajustável em curva de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo		
	$P_{out} > 6$ kW: PF = 1 de fábrica, PF ajustável em curva de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo		
<b>Tensão</b>			$V_{grid} < 45\%$ desconexão: até 0,16s
		$V_{grid} < 50\%$ desconexão: até 0,1 s	$45\% \leq V_{grid} < 60\%$ desconexão: até 0,1 s – 13 s
	$V_{grid} < 80\%$ desconexão: até 0,4 s	$50\% \leq V_{grid} < 85\%$ desconexão: até 2 s	$60\% \leq V_{grid} < 88\%$ desconexão: até 2 s – 21 s
	$80\% \leq V_{grid} \leq 110\%$ desconexão: nenhum	$85\% \leq V_{grid} \leq 110\%$ desconexão: nenhum	$88\% \leq V_{grid} \leq 110\%$ desconexão: nenhum
	$110\% < V_{grid}$ desconexão: até 0,2 s	$110\% < V_{grid} \leq 150\%$ desconexão: até 2 s	$110\% < V_{grid} \leq 120\%$ desconexão: até 1 s – 11 s
		$150\% < V_{grid}$ desconexão: até 0,05 s	$120\% < V_{grid}$ desconexão: até 0,16 s
<b>Suportabilidade decorrentes de faltas da na rede</b>	$40\% \leq V_{grid} < 80\%$ desconexão: até 0,3 s	não coberto	não coberto
	$0\% \leq V_{grid} < 40\%$ desconexão: até 0,2 s		
<b>Frequência</b>	$f < 57,5$ Hz desconexão: até 0,2 s	$f < 57,5$ Hz desconexão: até 0,2s	$f < 57,0$ Hz desconexão: até 0,16 s– 10 s or $f < 59,3$ Hz desconexão: até 2 s – 300 s
	$57,5$ Hz $\leq f \leq 62,0$ Hz	$57,5$ Hz $\leq f \leq 60,5$ Hz	$57,0$ or $59,3$ Hz $\leq f \leq 60,5$ or $62,0$ Hz
	$62,0$ Hz < $f$ desconexão: até 0,2 s	$60,5$ Hz < $f$ desconexão: até 0,2 s	$60,5$ Hz < $f$ desconexão: até 2 s – 300 s or $62,0$ Hz < $f$ desconexão: até 0,16 s– 10 s

	ABNT 16149	IEC 61727	IEEE 1547
<b>Anti-ilhamento</b>	IEC 62116	IEC 62116	UL 1741
<b>Cintilação</b>	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-11 IEC 61000-3-5	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-5	IEEE 519 IEEE P1453 IEC 61000-3-7 IEC 61000-4-15 IEC 61400-21
<b>Aterramento</b>	IEC 60364-7-712	IEC 60364-7-712	sistemas FV não devem causar subtensões que exceda o valor nominal do sistema no PCC e não devem corromper a proteção de falta para terra.
<b>Dispositivo de isolamento</b>	IEC 60364-7-712	IEC 60364-7-712	quando requerido, um dispositivo isolador, de fácil acesso, com fechadura deve ser localizado no PCC
<b>Reconexão fora de fase</b>	reconexão com qualquer ângulo de fase	reconexão com qualquer ângulo de fase	reconexão com qualquer ângulo de fase
<b>Tempo de reconexão</b>	de 20 s até 300 s quando retornada a condição normal de tensão e frequência	de 20 s até 300 s quando retornada a condição normal de tensão e frequência	até 300 s quando retornada a condição normal de tensão e frequência
<b>Curto-circuito</b>	IEC 60364-7-712	IEC 60364-7-712	não coberto
<b>Proteção contra IEM</b>	não coberto	não coberto	C37.90.2:1995
<b>Dispositivo de paralelismo</b>	não coberto	não coberto	o dispositivo de paralelismo de sistemas FV deve ser capaz de suportar 220% da tensão nominal no PCC
<b>Monitoramento</b>	não coberto	não coberto	cada unidade de GD de 250 kVA (agregada ou única), no mesmo PCC, deve prover formas de monitoramento do status de conexão, potência ativa de saída, potência reativa de saída, e tensão no PCC
<b>Controle externo</b>	sistemas FV com potência superior a 6 kW devem estar prontos para receber sinais de controle remoto de: (1) controle de potência ativa e reativa (2) desconexão	não coberto	não coberto

## 2.5 SUMÁRIO

O estudo das normas internacionais relacionadas a inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica permitiu visualizar o contexto mundial da normatização de inversores fotovoltaicos.

Partindo-se da normatização norte-americana, observou-se que até 2014, período enquanto a IEEE Std. 1547:2003 estava em vigor, a normatização para inversores fotovoltaicos era bastante simplista. Não havia requisitos quanto à suportabilidade decorrentes de faltas da na rede, função de controle externo, controle de potência ativa em sobrefrequência, requisitos de fator de potência mínimo e função de auxílio na regulação da tensão da rede elétrica. Além disso, faltavam algumas informações relevantes, como por exemplo, tempo máximo de operação permitido para injeção de corrente CC acima do limite.

Uma revisão foi realizada nessa norma e com as alterações da IEEE Std. 1547a:2014, as funções de suportabilidade decorrentes de faltas da na rede, controle de potência ativa em sobrefrequência, auxílio à regulação da tensão na rede foram permitidas, entretanto sem apresentar o modo como se implementam tais funções. A Regra de Tarifa da Califórnia (*Rule 21*), aproveitando a permissividade da norma IEEE Std. 1547a propôs os limites de operação para o inversor desempenhar as funções supracitadas.

Posteriormente, avaliou-se a norma europeia IEC Std. 61727:2004, a qual foi a base da norma brasileira. Todavia, observou-se também que vários itens importantes não contemplados, tais como apresentados pela IEEE Std. 1547:2003. Já a norma alemã DIN VDE 0126-1-1:2013 apresenta as restrições impostas pelo dispositivo de desconexão automático.

Na sequência avaliou-se a norma brasileira ABNT NBR 16149:2013, a qual acarreta em restrições de hardware e de software quando comparada as normas europeia e norte-americana. A norma brasileira contempla várias funções bastante desejáveis para um sistema de GD tais como funções de suportabilidade decorrentes de faltas da na rede, controle de potência ativa em sobrefrequência, auxílio à regulação da tensão na rede, telecomando para conexão e desconexão e modulação de potência ativa e reativa. Além disso, a norma brasileira apresenta o tempo de desconexão por injeção de corrente CC quando se extrapola o limite permitido.

Por fim, é apresentada uma comparação entre as normas IEEE Std. 1547:2003, IEC Std. 61727:2004 e ABNT NBR 16149:2013, onde pode-se perceber que a norma brasileira contém restrições mais acentuada frente as equivalentes norte americana e europeia.



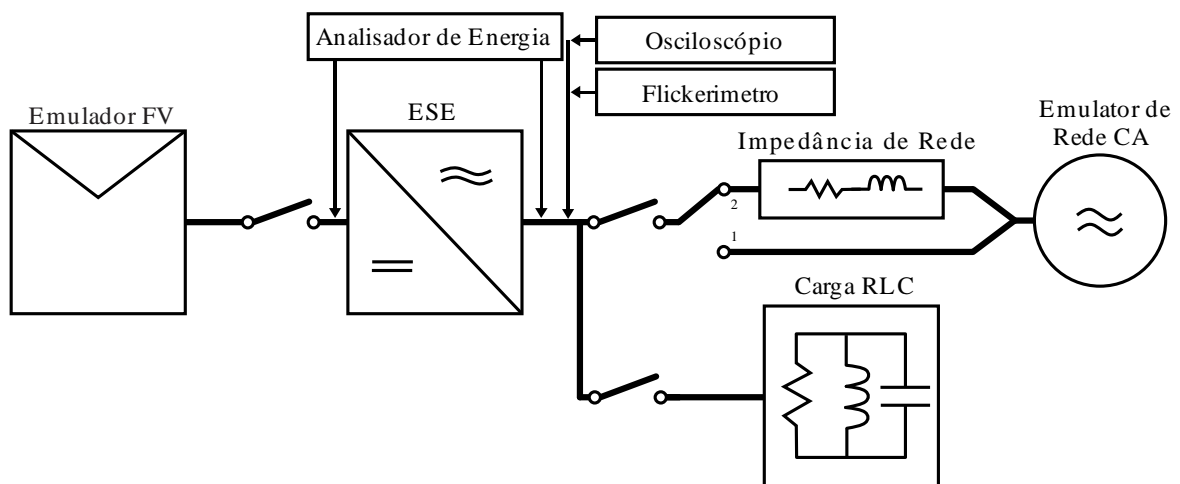
### 3 SISTEMA AUTOMATIZADO PARA REALIZAÇÃO DE ENSAIOS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Neste capítulo são apresentadas as restrições na escolha dos equipamentos que compõe o sistema para ensaios de inversores fotovoltaicos conectados à rede segundo as normas brasileiras vigentes. Também são apresentadas as descrições e especificações dos equipamentos selecionados para serem utilizados. Finalmente, a bancada de ensaio desenvolvida neste trabalho é descrita e detalhada.

#### 3.1 ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Nesta seção são exibidas as especificações dos equipamentos de acordo com a Portaria N° 357 do INMETRO, ABNT NBR 16150:2013 e ABNT NBR IEC 62116:2012. A Figura 22 representa o diagrama de blocos de fontes emuladoras, cargas necessárias e equipamentos de medição. Os vários requisitos em relação as especificações dos equipamentos utilizados são apresentados a seguir.

Figura 22 – Diagrama de blocos da plataforma de ensaio.



##### 3.1.1 Fonte emuladora FV

O emulador FV é uma fonte de energia que emula o comportamento elétrico similar ao de um conjunto de painéis fotovoltaicos permitindo que o Equipamento Sob Ensaio (ESE) rastreie o Ponto de Máxima Potência (PMP). Esta fonte permite ajuste na potência de entrada

para definir o ponto de operação do ESE. A Tabela 29 apresenta as restrições para escolha da fonte emuladora FV. É importante mencionar que devem ser usadas múltiplas fontes emuladoras FV se o ESE tiver múltiplos seguidores de pontos de máxima potência (SPMP).

Tabela 29 – Restrições da fonte emuladora FV.

<b>Item avaliado</b>	<b>Restrição da Portaria N° 357</b>
Potência de saída	Suficiente para fornecer o ponto de operação máximo e outros níveis especificados pelos testes.
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do emulador a um degrau de 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 SPMP do ESE, a potência de saída do emulador deve permanecer estável dentro de 1% do nível de potência especificado durante o ensaio.
Fator de forma	0,25 até 0,80

Fonte: (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2012)

### 3.1.2 Fonte emuladora CA

A fonte emuladora CA absorve a potência fornecida pelo ESE e regenera essa potência para a rede elétrica. Essa fonte programável possibilita testes de variações na tensão e frequência para avaliar a resposta do ESE frente a comportamento anormal da rede. A Tabela 30 apresenta as restrições na escolha da fonte emuladora CA.

Tabela 30 – Restrições da fonte emuladora CA.

<b>Item avaliado</b>	<b>Restrição da portaria N° 357</b>
Tensão	Degrau $\leq 0,10$ V Taxa de distorção harmônica total de tensão $< 2,50\%$
Frequência	Degrau $\leq 0,10$ Hz
Angulo de fase	Erro de $\pm 1,5^\circ$ (para um sistema trifásico) Capacidade de degrau de fase de $90^\circ$ e $180^\circ$

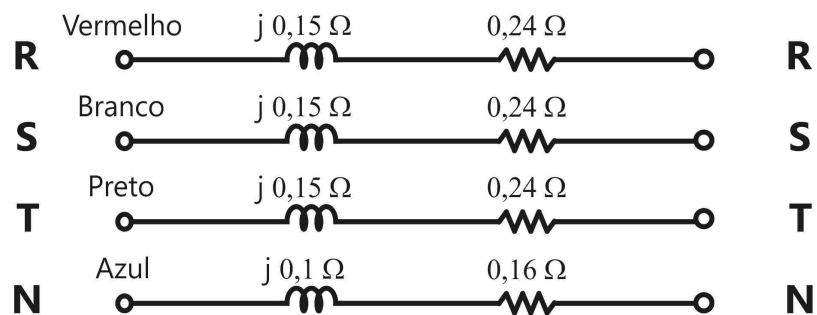
Fonte: (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA, 2012)

### 3.1.3 Carga CA – Impedância de rede CA

O ensaio de cintilação requer que a fonte CA emule o comportamento de uma rede elétrica com a impedância série mostrada na Figura 23. Caso a fonte internamente não faça esta emulação de impedância, pode-se empregar uma Impedância de Rede composta por elementos

resistivos e indutivos passivos entre o ESE e a fonte CA. As restrições para escolha da Impedância de Rede podem ser encontradas na norma *Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current  $\leq 75$  A per phase*, IEC/TR 60725 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2005) que requer uma impedância de  $0,24 + j0,15 \Omega$  (0,3978 mH para 60 Hz) por fase e  $0,10 + j0,10 \Omega$  (0,2652 mH para 60 Hz) para o neutro, ambas com baixa variação paramétrica.

Figura 23 – Esquemático da Carga CA – Impedância de rede.



### 3.1.4 Carga CA – Banco RLC

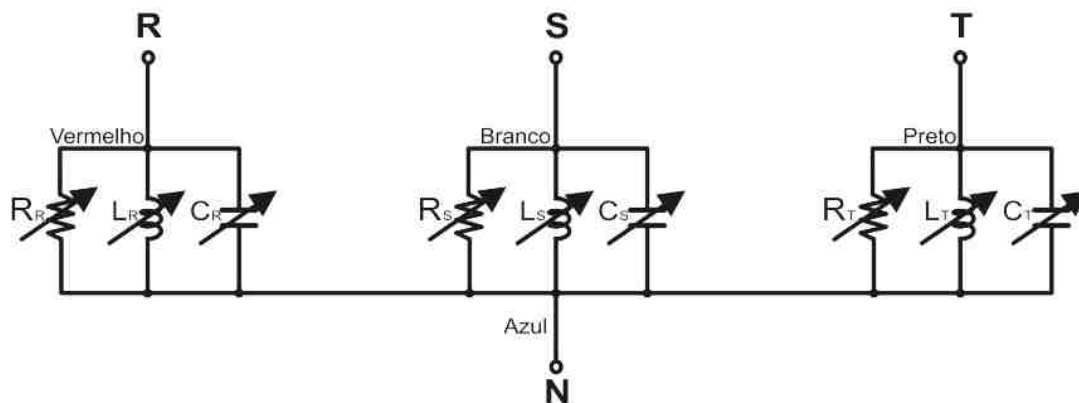
O ensaio de anti-ilhamento requer uma Carga RLC adicional em paralelo com a fonte emuladora de rede CA composta por elementos resistivos, indutivos e capacitivos passivos. Estes elementos são empregados tanto em ensaios monofásicos quanto trifásicos, sendo nesse último associados em uma conexão Y trifásica conforme mostra a Figura 25. As restrições para escolha da Carga RLC podem ser encontradas na norma Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, ABNT IEC 62116, (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012) e estão resumidas na Figura 24.

Figura 24 – Restrições do Banco RLC

Elemento	Restrições da ABNT IEC 62116
Resistor	Devem apresentar reduzida indutância parasita e baixa variação de resistências com a temperatura e o carregamento
Indutor	Devem apresentar reduzida resistência e apresentar uma Distorção harmônica total de corrente para uma tensão senoidal de no máximo 2%
Capacitor	Devem apresentar reduzida resistência e reduzida indutância parasita

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012)

Figura 25 – Esquemático da Carga CA – Banco RLC



### 3.1.5 Analisador de Energia

Este equipamento é utilizado para realizar as medidas elétricas de entrada e saída, tais como tensão, corrente, potência, fator de potência, dentre outras. Deve ser calibrado para permitir rastreabilidade das medidas realizadas. A Tabela 31 apresenta as restrições na escolha do analisador de energia empregado.

Tabela 31 – Restrições do analisador de energia.

Item avaliado	Restrição da portaria Nº 357
Precisão da medida de Potência	$\leq 0,10\%$ da leitura + $0,10\%$ da escala de potência
Precisão da medida de energia	Melhor ou igual à precisão de potência + $0,10\%$ da leitura de tempo

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011)



### 3.1.6 Osciloscópio

Este equipamento é utilizado para realizar as medidas de forma de onda de tensão e de corrente de saída do equipamento ensaiado. O osciloscópio escolhido deve ser capaz de amostrar uma janela de tempo superior a 2 s, pois esse é o maior tempo que deve ser amostrado no ensaio de anti-ilhamento e realizar três medidas de tensão e três medidas de corrente simultâneas.

### 3.1.7 Flickerímetro

Este equipamento é utilizado para as medidas do ensaio de cintilação. O flickerímetro deve ser escolhido em conformidade com a norma *IEC Standard Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications* IEC Std. 61000-4-15, (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2010).

## 3.2 EQUIPAMENTOS EMPREGADOS NA BANCADA DE ENSAIOS

Nesta seção são apresentados os equipamentos que anteriormente foram especificados. São apresentadas algumas soluções utilizadas para elevar dez vezes a potência da fonte emuladora FV mantendo o mesmo desempenho, além do projeto e ensaios de equipamentos construídos.

### 3.2.1 Fonte emuladora FV

A Figura 26 (a) ilustra a fonte emuladora FV Supplier 1500-100-i554551 empregada para realizar os ensaios, cujas especificações são apresentadas na Tabela 32. A Figura 26 (b) ilustra duas fontes emuladoras FV E4360A, de 1200 W da Agilent, cujas especificações estão apresentadas na Tabela 33. Ambas as fontes estão de acordo com as restrições apresentadas na Seção 3.1.1.

Figura 26 – Fontes emuladoras FV: (a) Fonte Supplier 1500-100-i554551, (b) Fonte Agilent E4360A



Tabela 32 – Especificações da fonte emuladora FV Supplier.

Item avaliado	Especificações fonte emuladora 1500-100-i554551
Tensão	0 – 1 kV
Corrente	0 – 15 A
Potência de saída	15 kW
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do emulador a um degrau de 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.
Comunicação	RS-232 e Ethernet

Tabela 33 – Especificações da fonte emuladora FV Agilent.

Item avaliado	Especificação fonte emuladora E4360A
Tensão	0 – 120 V
Corrente	0 – 10 A
Potência de saída	1200 W
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do emulador a um degrau de 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 0,5 ms.
Comunicação	Ethernet, GPIB, USB

Cabe salientar que as fontes emuladoras FV da Agilent podem ser utilizadas em paralelo gerando a tensão  $V_{agilent}$ , resultando em uma potência máxima de 2400 W @ 20 A. A Tabela 34 apresenta as características elétricas do arranjo paralelo, onde observa-se uma limitação devido a reduzida tensão de máxima potência de ensaio.

Tabela 34 – Especificações da fonte emuladora FV Agilent em paralelo.

Item Avaliado	Especificação do arranjo
Tensão	0 – 120 V
Corrente	0 – 20 A
Potência de saída	2400 W

Para possibilitar o aumento da tensão de operação, as duas fontes emuladoras FV da Agilent associadas em paralelo são por sua vez associadas em série com uma fonte CC, como mostra a Figura 27 (a). A fonte CC é obtida empregando-se um retificador não-controlado multipulsos com um filtro capacitivo com reduzida ondulação na saída, cuja tensão de entrada é modulada por um variador de tensão (varivolt). Desta forma, pode-se obter uma tensão de tensão PV que é a somada da tensão  $V_{\text{agilent}}$  com a tensão  $V_{\text{rec}}$  ajustável através do conjunto retificador-varivolt. A curva  $V \times I$  para a solução empregada é mostrada na Figura 27 (b). Destaca-se que ambas as fontes devem ser galvanicamente isoladas com uma classe de isolamento superior a 1500V para garantir a adequada operação.

Para que esta solução resulte em um desempenho satisfatório, é necessário que o algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência do inversor a ser ensaiado opere somente atue região operacional mostrada na Figura 27 (b). Contudo, isso não é uma restrição para a grande maioria dos inversores, uma vez que quando o inversor inicializa sua operação, o mesmo parte do ponto  $V_{\text{oc}}$  em direção do ponto de máxima potência. Ao atingir esse ponto de operação, o mesmo permanece operando em torno do mesmo, nunca indo para além dos limites da região operacional mostrada na Figura 27 (b). Conforme mostrado na Tabela 35, com esse arranjo consegue-se obter 20 kW de potência. O APÊNDICE A contém o algoritmo utilizado para traçar a curva do emulador FV considerando o deslocamento da tensão dado pelo retificador 12 pulsos.

Figura 27 – Associação de fonte CC/ fonte emuladora FV: (a) Esquemático da ligação, (b) Curva  $V \times I$  resultante.

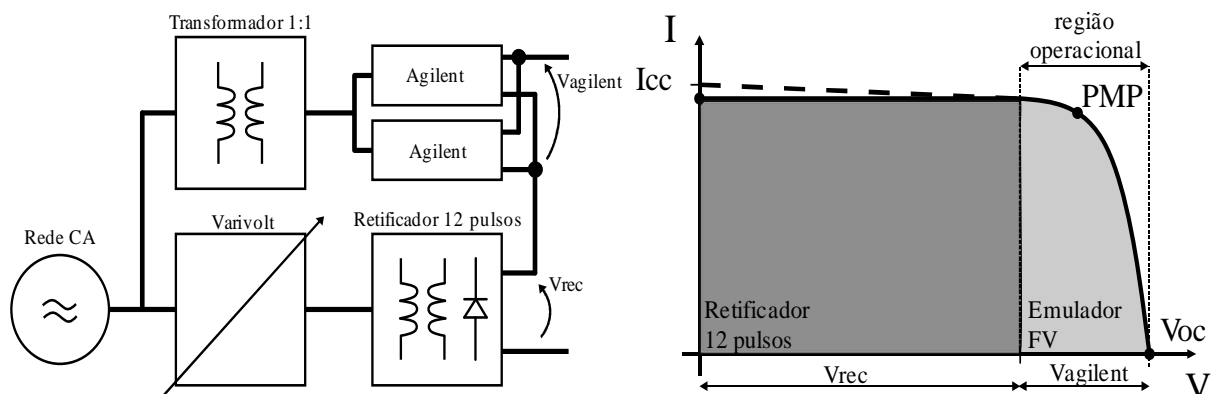


Tabela 35 – Especificações do arranjo das fontes emuladoras FV Agilent em série com a fonte CC

<b>Item avaliado</b>	<b>Especificação do arranjo</b>
Tensão do retificador	0 – 880 V
Corrente do retificador	0 – 40 A
Tensão das fontes emuladoras	0 – 120 V
Corrente das fontes emuladoras	0 – 20 A
Tensão do arranjo	0 – 1 kV
Corrente do arranjo	0 – 20 A
Potência de saída	20 kW

### 3.2.2 Fonte emuladora CA

A Figura 28 (a) ilustra a fonte emuladora CA monofásica Supplier modelo 1100-33-15-PFC55250 de 11kVA. As especificações desta fonte são apresentadas na Tabela 36. Para os ensaios trifásicos foi empregada a fonte emuladora CA trifásica Supplier 10000-60-40-PFC55450 de 100 kVA, mostrada na Figura 28 (b). As especificações desta fonte são apresentadas na Tabela 37. Destaca-se que as especificações de ambas as fontes estão de acordo para uso conforme restrições apresentadas na Seção 3.1.2.

Tabela 36 – Especificações da fonte emuladora CA monofásica.

<b>Item avaliado</b>	<b>Especificação da fonte emuladora 1100-33-15-PFC55250</b>
Tensão eficaz de saída	0 – 330 V
Resolução da tensão de saída	0,10 V
Corrente máxima de saída	45 A @ 245 V
Frequência de saída	15 – 150 Hz
Resolução da frequência de saída	0,10 Hz
Potência máxima de saída	11 kW
Porta de comunicação	RS-232

Tabela 37 – Especificações da fonte emuladora CA trifásica.

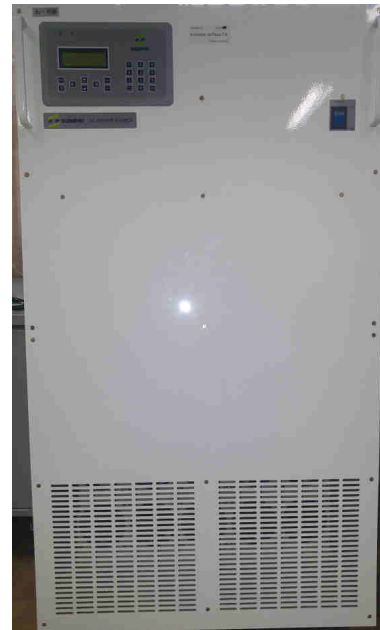
<b>Item avaliado</b>	<b>Especificação da fonte emuladora 10000-60-40-PFC55450</b>
Tensão eficaz de saída de linha	0 – 600 V
Resolução da tensão de saída	0,10 V
Corrente máxima de saída	152 A @ 220 V
Frequência de saída	40 – 400 Hz
Resolução da frequência de saída	0,10 Hz
Potência máxima de saída	100 kW
Porta de comunicação	RS-232

Figura 28 – Fontes emuladoras CA: (a) Fonte Supplier1100-33-15-PFC55250, (b) Fontes Supplier 10000-60-40-PFC55450

(a)



(b)



### 3.2.3 Carga CA – Banco RLC

A carga CA – Banco RLC foi desenvolvido para uma potência de 30 kVA, sendo dividida em três bancos de 10 kVA. Desta forma, é possível se implementar tanto um banco monofásico quanto trifásico.

O banco resistivo da carga RLC é composto por uma parte passiva e uma parte ativa. A parte passiva é formada por três conjuntos independentes de resistores, onde em cada conjunto os resistores são organizados em paralelo entre si de forma comutada para atender as especificações da Tabela 13. Para este banco assumem-se as variações máximas de  $\pm 10\%$  e  $\pm 5\%$  requeridas para o ensaio de anti-ilhamento. Para ajuste fino da potência ativa, cada conjunto contém um reostato de precisão, dessa forma, consegue-se drenar a potência ativa necessária por fase. Cada um dos conjuntos resistivo desenvolvido possibilita ensaios com potência máxima de 4.014 W em 220 V e 1.204 W em 127 V. A Figura 29 (a) apresenta a carga resistiva projetada. Para ensaios com potência maior que as acima apresentadas, emprega-se em paralelo com o banco passivo a carga ativa regenerativa de 50 kW da Scheneider Electric mostrada na Figura 29 (b). A Tabela 38 contém as especificações da carga regenerativa, cujo comportamento é resistivo. O conjunto total, então, permite ensaios em inversores trifásicos de até 62,045 kW em 220 V ou 53,612 kW em 127V.

Figura 29 – Cargas resistivas: (a) Carga CA – Banco resistivo passivo, (b) Carga CA – Banco resistivo regenerativo



Tabela 38 – Especificações da carga regenerativa

Item avaliado	Especificação da carga ativa regenerativa
Potência máxima	50 kW
Tensão de conexão	220 V ou 380 V
Frequência	60 Hz
Fator de Potência	1
Taxa de distorção harmônica de corrente	< 5%
Rendimento	90%
Comunicação	RS-232

O banco indutivo da carga RLC é passivo, sendo formado por três conjuntos independentes de indutores de aço silício com reduzida indução magnética, de forma a conseguir reduzida taxa de distorção harmônica de corrente em regime permanente. Cada conjunto os indutores são organizados em paralelo entre si de forma a atender as especificações da Tabela 13. As configurações de cada banco são realizadas através de disjuntores. Para aplicações em 220 V, consegue-se ensaiar potências de inversores de até 35,754 kVA, enquanto para tensões de 127 V potências de até 11,918 kVA. Para ajuste da potência reativa indutiva necessária, utiliza-se a variação do fator de qualidade do filtro, conforme citado na Seção 2.2.2.

O banco capacitivo da carga RLC é passivo, sendo formado por três conjuntos independentes de capacitores de filme de alumínio. Cada conjunto os capacitores são organizados em paralelo entre si de forma comutada de forma a atender as especificações da Tabela 13. As configurações de cada banco são realizadas através de disjuntores. Para aplicações em 220 V, consegue-se ensaiar potências de inversores de até 35,754 kVA, enquanto para tensões de 127 V potências de até 11,918 kVA. Para ajuste da potência reativa capacitiva necessária, utiliza-se uma grande quantidade de capacitores para variação do fator de qualidade do filtro, conforme citado na Seção 2.2.2.

### 3.2.4 Carga CA – Impedância de rede CA

A impedância de rede tem como objetivo emular uma rede fraca, suscetível a flutuações de tensão. A carga projetada é composta pelos seguintes componentes:

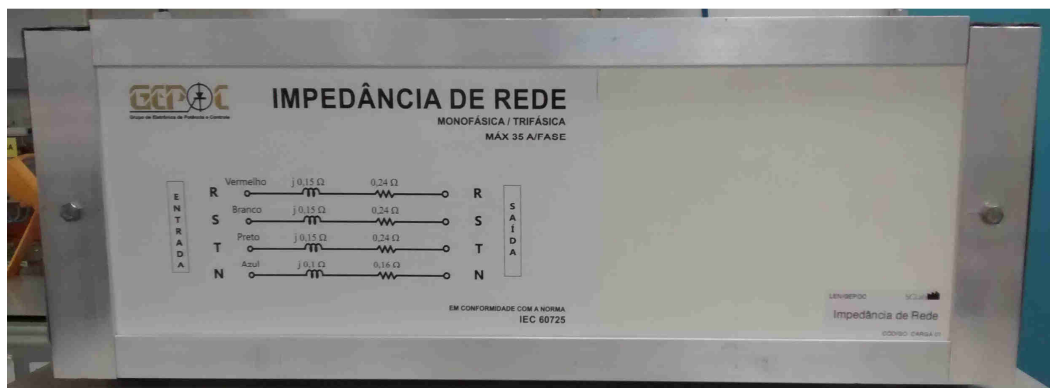
- a) 3 Resistores de 240 mΩ (35 A);
- b) 3 Indutores de  $j0,15 \Omega$  (0,3978 mH @ 220 V-60 Hz & 35 A);
- c) 1 Resistor de 160 mΩ (35 A);
- d) 1 Indutor de  $j0,10 \Omega$  (0,2652 mH @ 220 V-60 Hz & 35 A).

Os resistores foram associados em 3 grupos de 3 resistores de 80 mΩ em série por fase, e um grupo de 2 resistores de 80 mΩ em série no neutro para formar respectivamente 240 mΩ por fase e 160 mΩ no neutro. Os valores da impedância de rede construída são apresentados na Tabela 39. Observa-se que o arranjo contempla a resistência e reatância solicitada por norma, com erro máximo de resistência de 2% e um erro máximo de reatância de 15%. A visão frontal da Impedância de Rede CA está contida na Figura 30.

Tabela 39 – Arranjo final de cada fase da Impedância de Rede.

Fase R		Fase S		Fase T		Neutro	
$L_R$	133,9 mΩ	$L_S$	134,83 mΩ	$L_T$	130,15 mΩ	$L_{fN}$	108,36 mΩ
$R_R$	244,55 mΩ	$R_S$	244,25 mΩ	$R_T$	244,51 mΩ	$R_N$	162,15 mΩ

Figura 30 – Frente da Carga CA – Impedância de rede.



### 3.2.5 Analisador de Energia

O Analisador de Energia empregado no sistema desenvolvido é o Yokogawa Modelo WT 1600. Ele é composto de 6 elementos de medição, os quais cada um mede uma tensão e uma corrente. Logo, é possível realizar a medida simultânea de 6 tensões e 6 correntes. A Tabela 40 contém as especificações do Yokogawa WT 1600. Salienta-se que as especificações estão de acordo para uso conforme restrições apresentadas na Seção 3.1.5. Devido à restrição ambiental de operação, a sala na qual é realizado o ensaio deve ser climatizada para manter os valores de temperatura e umidade relativa dentro dos limites operacionais recomendados.

Tabela 40 – Especificação do Analisador de Energia

Item avaliado	Especificação do WT 1600
Precisão da medida de Potência	$\leq 0,10\%$ da leitura + $0,10\%$ da escala de potência
Precisão da medida de energia	Melhor ou igual à precisão de potência + $0,10\%$ da leitura de tempo
Corrente máxima medida	50 A
Tensão máxima medida	1000 V
Condição ambiental para garantia da precisão	temperatura: $23^{\circ}\pm 3^{\circ}$ umidade relativa: 30% a 75%
Comunicação	RS-232

O osciloscópio empregado é o Fluke 1760. Ele é composto de 4 elementos os quais cada um mede tensão e corrente. Logo, é possível realizar a medida de simultânea 4 tensões e 4 correntes. A Tabela 41 contém as especificações do Fluke 1760. Salienta-se que as especificações estão de acordo para uso conforme restrições apresentadas na Seção 3.1.6.



Tabela 41 – Especificação do Osciloscópio

Item avaliado	Especificação do Fluke 1760
Janela de oscilografia	6s
Corrente máxima medida	2 A até 20 A ou 10 A até 200 A
Tensão máxima medida	1000 V
Condição ambiental para garantia da precisão	temperatura: $-10^{\circ}$ a $+75^{\circ}$ umidade relativa: 10% a 80%
Comunicação	ethernet

### 3.2.6 Flickerímetro

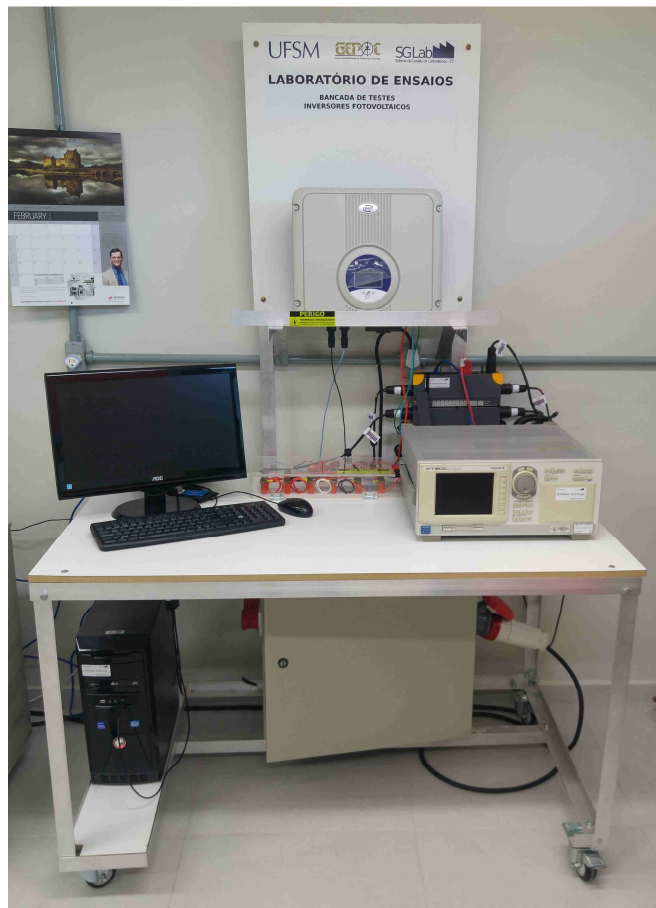
O medidor de *flicker* empregado é o Fluke 1760. Internamente este equipamento possui a função de cálculo de cintilação de acordo com a Seção 3.1.7.

### 3.3 BANCADA DE ENSAIO DESENVOLVIDA

A bancada de ensaios foi construída para este trabalho utilizando cantoneiras de alumínio e rodinhas com travas. Nela estão acomodados o ESE, o analisador de energia, o osciloscópio/flickerímetro e o computador. Ela foi projetada para facilitar a troca do ESE e a conexão deste com barramentos CC e CA. Na bancada de ensaios está inclusa os pontos para medidas de corrente para analisador de energia e osciloscópio em barramentos projetados para tal função. Estes barramentos são de fácil acesso e protegidos por um acrílico para que, dependendo da necessidade, torne-se possível a conexão de ponteiras para medida de tensão. Por meio de tomadas no padrão industrial é realizada a conexão com as Fontes Emuladora FV (até duas fontes simultâneas), Fonte Emuladora CA, Carga CA – Impedância de Rede e Carga CA - Banco RLC. Estas fontes e cargas são conectadas a um quadro de comando na parte inferior da bancada onde automaticamente se acionam as contactoras que habilitam as fontes e cargas necessárias. O comando dessas contactoras é realizado por meio das saídas digitais de uma placa de acionamento da *National Instruments* DAQ 6211. Além disso, os cabos de comunicação entre o computador e os equipamentos de medida estão disponíveis. A Figura 31 apresenta a bancada projetada. Os equipamentos de medida, assim como o computador, são alimentados por meio de transformadores isoladores. A Figura 32 contém o esquemático completo da plataforma de ensaios proposta. Os pontos de medida de tensão são conectados pelo usuário já os de corrente estão prontos para todas as fases. As medidas de interesse são  $V_{rms}$ ,  $I_{rms}$  e P e foram selecionadas para reduzir os custos de calibração do analisador de energia, pois permitem o cálculo de todos os parâmetros elétricos necessários. Ao calibrar  $V_{rms}$  e  $I_{rms}$ , é

possível calcular a potência aparente ( $S$ ), por exemplo. A Figura 33 (a) apresenta a bancada e as fontes emuladoras, enquanto a Figura 33 (b) apresenta a bancada e as cargas construídas. O software de testes aciona automaticamente o interruptor 1, interruptor 2 e interruptor 3 utilizando uma placa de acionamento da *National Instruments* DAQ 6211. O interruptor 1 conecta a Fonte Emuladora FV ao ESE, o interruptor 2 conecta a Fonte Emuladora CA ao ESE, o interruptor de 3 conecta o Banco RLC em paralelo com a Fonte Emuladora CA, e, finalmente, o interruptor 4 consiste em duas possíveis saídas Fonte Emuladora CA que requerem a seleção manual. Estes interruptores estão localizados no quadro de comandos da bancada de ensaio, Figura 33 (c).

Figura 31 – Bancada de ensaios desenvolvida.



Fonte: (FIGUEIRA et al., 2015)

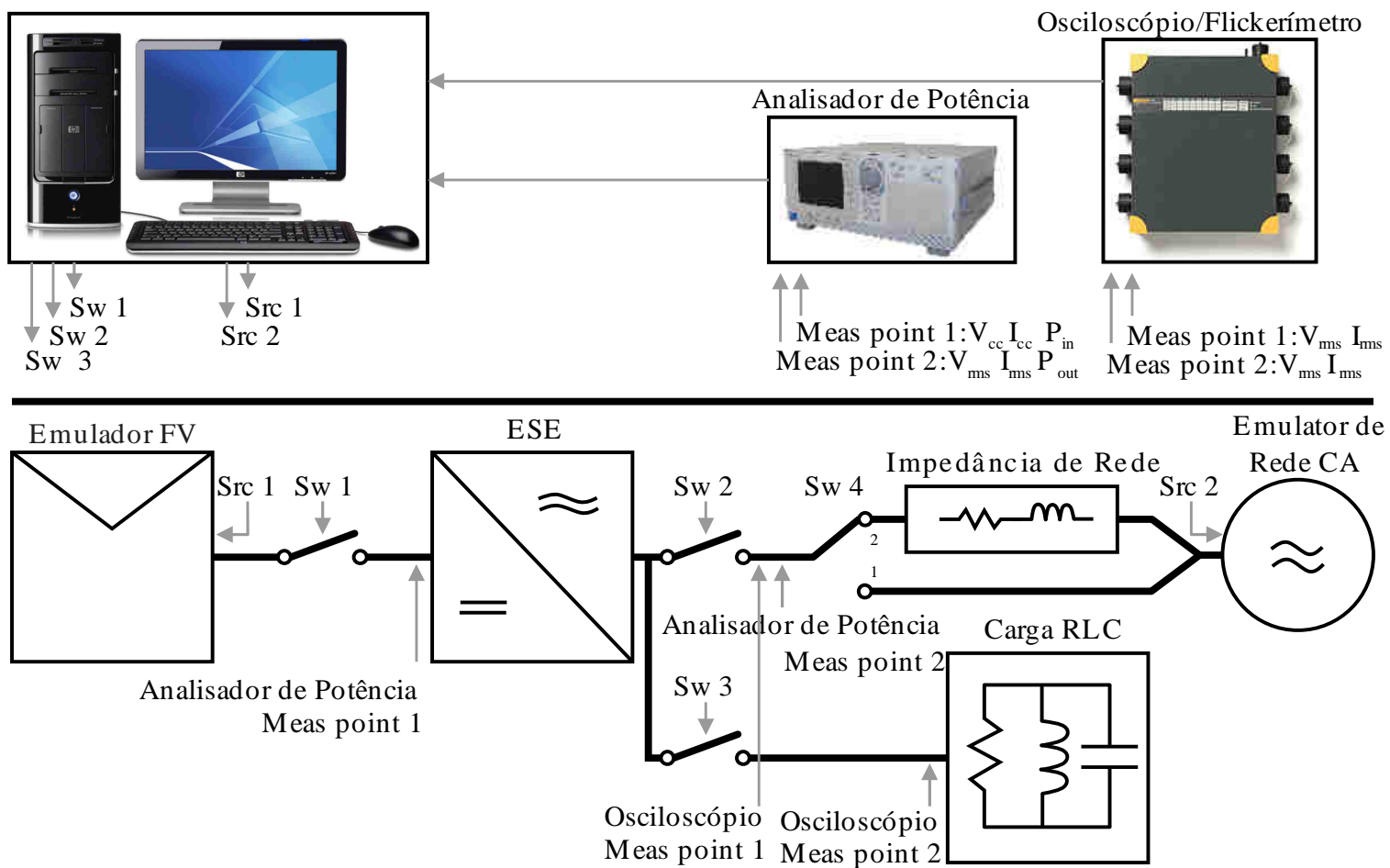


Figura 32 – Esquemático dos equipamentos envolvidos.

Figura 33 – Arranjo disponível para ensaios: (a) Bancada e Fontes empregadas, (b) Bancada e Cargas projetadas, (c) Quadro de comando da bancada de ensaio.

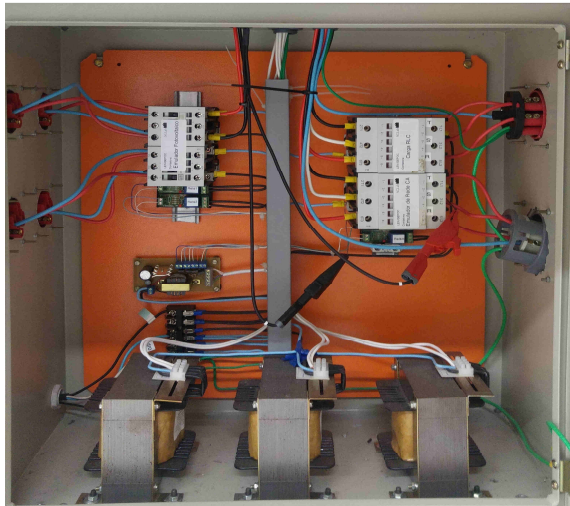
(a)



(b)



(c)



### 3.4 SUMÁRIO

Esse capítulo apresentou as restrições impostas para cada equipamento utilizado no ensaio de certificação de inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Para tanto foram avaliados 3 documentos (Portaria N° 357 do INMETRO, ABNT NBR 16149 e ABNT NBR IEC 62116) que contém diferentes requisitos para os equipamentos envolvidos, sendo a mais restritiva apresentada como limitante. Em seguida, foram apresentados os equipamentos empregados que atendem tais restrições. Algumas limitações de operação foram solucionadas para permitir extrair maior potência de equipamentos, além disso, alguns equipamentos foram desenvolvidos e testados para verificar sua precisão. Por fim, apresentou-se a bancada de ensaios construída para integrar todos esses elementos.

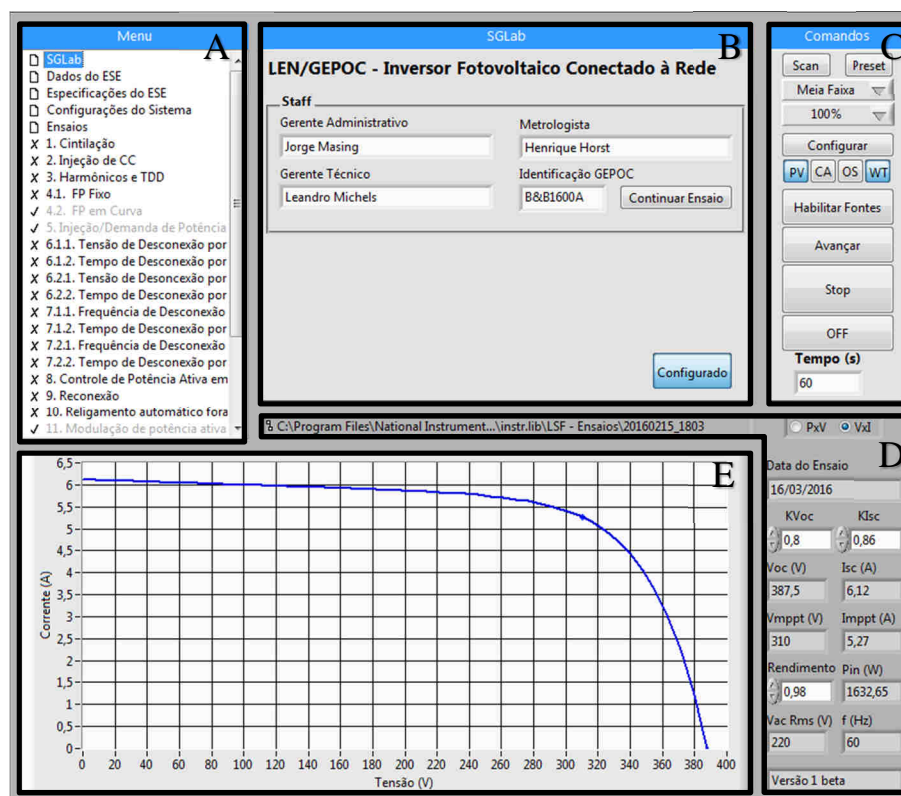
## 4 PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA A AUTOMAÇÃO DOS ENSAIOS

Este capítulo apresenta o software para automação dos ensaios que foi desenvolvido empregando o ambiente de desenvolvimento LabView®. Esse ambiente foi escolhido por ser a ferramenta profissional mais empregada para esse tipo de aplicação, devido à sua facilidade de desenvolvimento de código, facilidade e robustez para integração de equipamentos com diferentes protocolos de comunicação, e pela sofisticação da interface gráfica que pode ser desenvolvida. Em um primeiro momento se apresenta uma visão geral da estrutura do programa desenvolvido. Após são apresentados os procedimentos para uso do programa e, por fim, uma explanação sobre o código desenvolvido para fazer as funções descritas.

### 4.1 VISÃO GERAL

A Tabela 35 apresenta a tela principal do software desenvolvido nesse trabalho. Observe que essa tela está dividida nos quadros A, B, C, D e E, que foram assim classificados para facilitar a explanação sobre a estrutura do programa. Na sequência são detalhados cada um desses quadros.

Figura 34 – Painel completo do software de ensaio proposto.



#### 4.1.1 Quadro A

Esse é o quadro mestre que possui o Menu composto de cinco guias principais (SGLab, Dados do ESE, Especificações do ESE, Configuração do Sistema, Resumo de Testes) e as 17 guias restantes referentes aos ensaios. As informações contidas nessas guias são as seguintes:

- a) guia SGLab: contém a identificação dos responsáveis pelo ensaio;
- b) guia Dados do ESE: contém a identificação do inversor;
- c) guia Especificações do ESE: contém as especificações elétricas do inversor;
- d) guia Configuração do Sistema: contém as portas e IPs de comunicação em uso;
- e) guia Resumos de Testes: contém o resumo dos testes necessários com a sinalização se foi executado.

#### 4.1.2 Quadro B

O quadro A é utilizado para entrar as informações necessárias para utilizar o software de ensaios selecionadas pelas guias do quadro A. Os menus são alterados para cada seleção de guia.

#### 4.1.3 Quadro C

Esse quadro contém os seguintes comandos:

- a) Scan: busca os equipamentos conectados (fontes emuladoras FV, equipamentos de medição);
- b) Preset: gera a curva fotovoltaica a ser emulada;
- c) Configurar: configura cada uma das fontes emuladoras FV e os equipamentos de medição empregados;
- d) Habilitar Fontes: comando para acionar as fontes necessárias para o ensaio;
- e) Avançar: comando para iniciar os ensaios;
- f) Stop: comando para interromper os ensaios;
- g) OFF:

#### 4.1.4 Quadro D

Nesse quadro é parametrizada a curva fotovoltaica por meio dos índices  $K_{Voc}$ ,  $K_{Isc}$  e Rendimento. Também é possível verificar a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), tensão e corrente de máxima potência ( $V_{spmp}$  e  $I_{spmp}$ ) e a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), juntamente com tensão

( $V_{ca}$ ) e frequência ( $f$ ) configurada na fonte emuladora CA. Também se define o local onde são salvas as informações do ensaio.

#### **4.1.5 Quadro E**

Mostra a curva fotovoltaica que foi definida no quadro B em “Preset” e que é implementada na fonte emuladora FV. A curva pode ser tanto do tipo tensão/corrente quanto de corrente/potência.

## **4.2 SEQUÊNCIA DE OPERAÇÃO DO SOFTWARE DE ENSAIOS**

Um ensaio automatizado empregando o software desenvolvido segue as seguintes etapas:

### **4.2.1 Etapa 1: Configuração das informações gerais do ensaio**

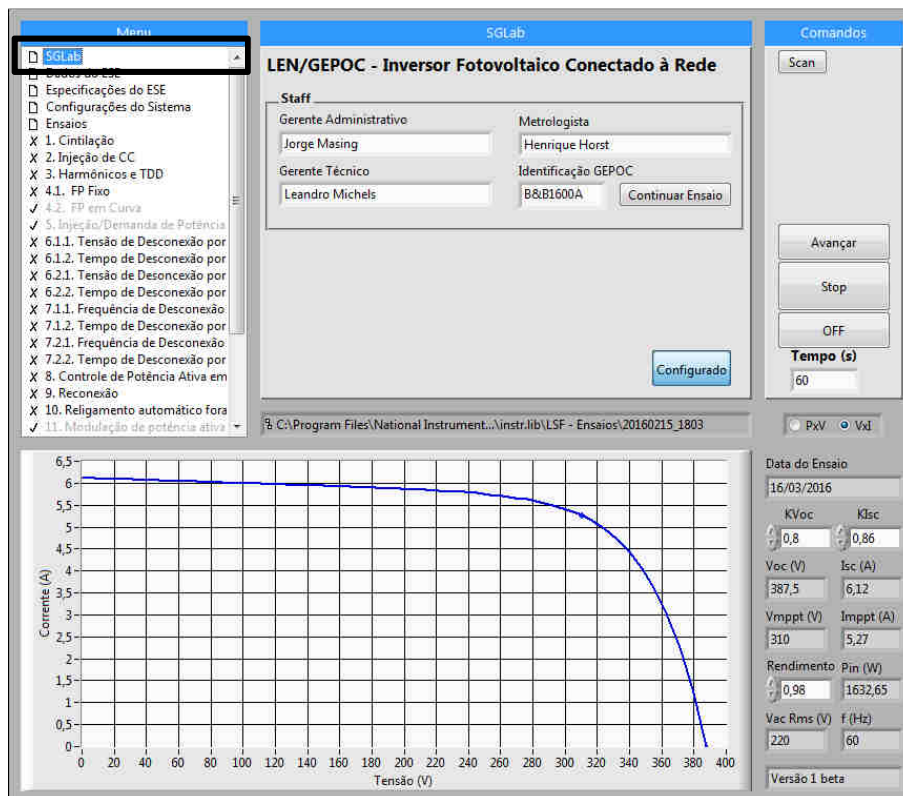
Para que sejam habilitadas as guias que contém os ensaios, as cinco principais guias do quadro A devem ser configuradas. Na guia inicial SGLab, Figura 35, são preenchidos os 4 itens listados abaixo no quadro B:

- a) gerente administrativo;
- b) gerente técnico;
- c) metrologista;
- d) nome do inversor no sistema.

Depois de preenchidos, deve-se selecionar o botão “Configurado” que confirma que os itens solicitados foram inseridos.

Essa mesma guia é utilizada para continuar testes em um inversor previamente cadastrado. Para tanto, é preciso preencher o nome de identificação do inversor e clicar no botão Continuar Ensaio.

Figura 35 – Guia SGLab.



#### 4.2.2 Etapa 2: Inserção dos dados gerais do ESE

Primeiramente seleciona-se a guia Dados do ESSE mostrada na Figura 36. Após isso são preenchidos os 6 itens listados a seguir:

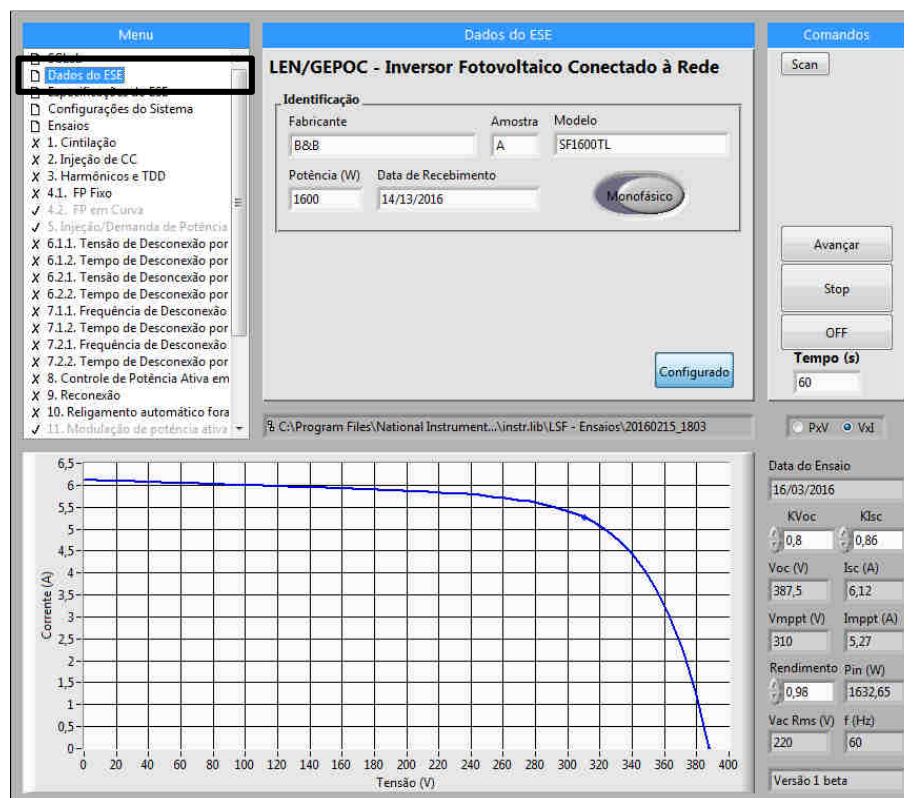
- nome do fabricante;
- amostra ensaiada;
- modelo de inversor;
- potência nominal de saída;
- data de recebimento das amostras;
- seleciona-se se o inversor é trifásico ou monofásico.

Depois de preenchidos, deve-se selecionar o botão “Configurado” que confirma que os itens solicitados foram inseridos.

Salienta-se que de acordo com a potência nominal do ESE, é permitida escolha dos ensaios necessários para a faixa de potência do inversor. Desta forma, evita-se que se realizem ensaios desnecessários ou incorretos, uma vez que a norma classifica os ensaios necessários por faixa de potência.



Figura 36– Guia Dados do ESE.



### 4.2.3 Etapa 3: Inserção dos dados técnicos do ESE

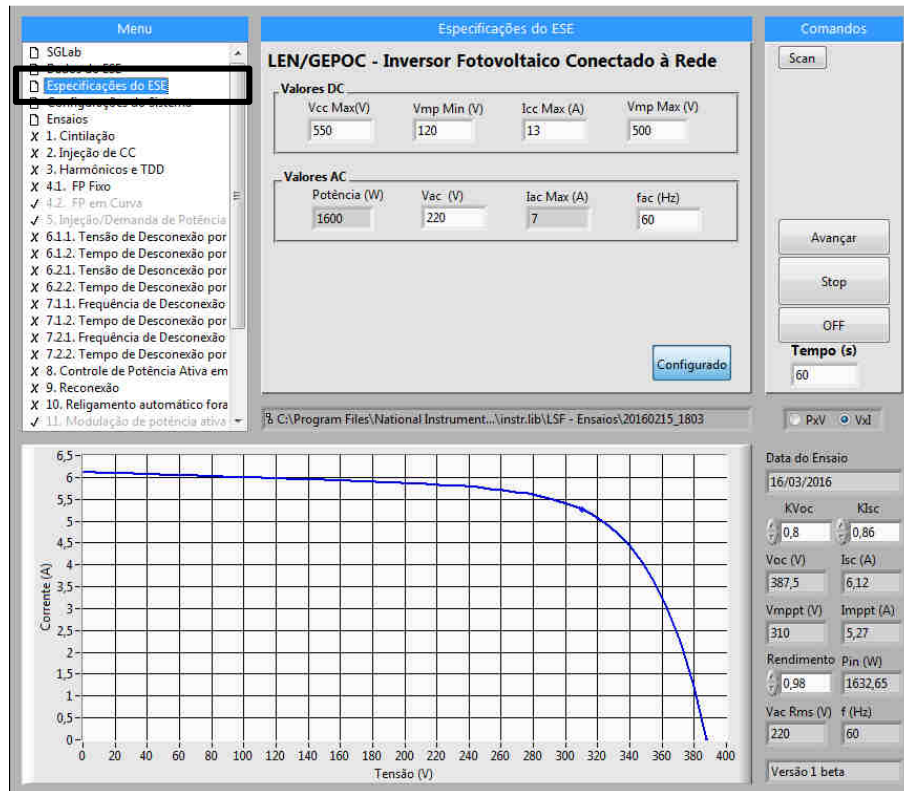
Seleciona-se a guia Especificações do ESSE, mostrada na Figura 37, e se preenche os itens listados abaixo:

- tensão de entrada máxima do inversor ( $V_{in\ max}$ );
- tensão mínima da faixa de SPMP ( $V_{spmp\ min}$ );
- corrente de entrada máxima ( $I_{in\ max}$ );
- tensão máxima da faixa de SPMP ( $V_{spmp\ max}$ );
- tensão de saída nominal ( $P_{out}$ );
- frequência da tensão de saída ( $f$ ).

Depois de preenchidos, deve-se selecionar o botão “Configurado” que confirma que os itens solicitados foram inseridos.

Esses valores são utilizados para definir as proteções ao gerar a curva fotovoltaica emulada pela fonte FV. Com base nesses valores são geradas as curvas fotovoltaicas carregadas na fonte emuladora, cujo detalhamento do cálculo é apresentado na APÊNDICE B.

Figura 37 – Guia Especificações do ESE.



#### 4.2.4 Etapa 4: Configuração gerais dos equipamentos de ensaio

Essa guia é empregada para definir os endereços de IPs e portas de comunicação utilizados para comunicação com as fontes e equipamentos que são automatizados pelo software. A Figura 38 apresenta a representação da tela resultante no quadro A. Nesse sistema, insere-se as seguintes informações:

- seleciona-se qual emulador fotovoltaico está em uso;
- define-se o endereço de IP do Emulador Fotovoltaico;
- seleciona-se qual emulador de rede a ser empregado (trifásico ou monofásico);
- define-se o endereço de IP do emulador de rede (tanto o trifásico quanto o monofásico, dependendo de qual está em uso);
- seleciona-se o canal do analisador de energia;
- seleciona-se o canal da placa de aquisição de dados.

Depois de preenchidos, deve-se selecionar o botão “Save” que finaliza o cadastro da amostra ensaiada. É gerado então um registro (*log*) e cadastro do inversor, tal como o

apresentado na Tabela 42. Destaca-se que uma vez definidos os endereços, nos próximos ensaios é pouco provável que sejam necessárias alterações, pois normalmente os IPs e portas de comunicação da bancada são fixos.

Figura 38 – Guia Configuração do Sistema.

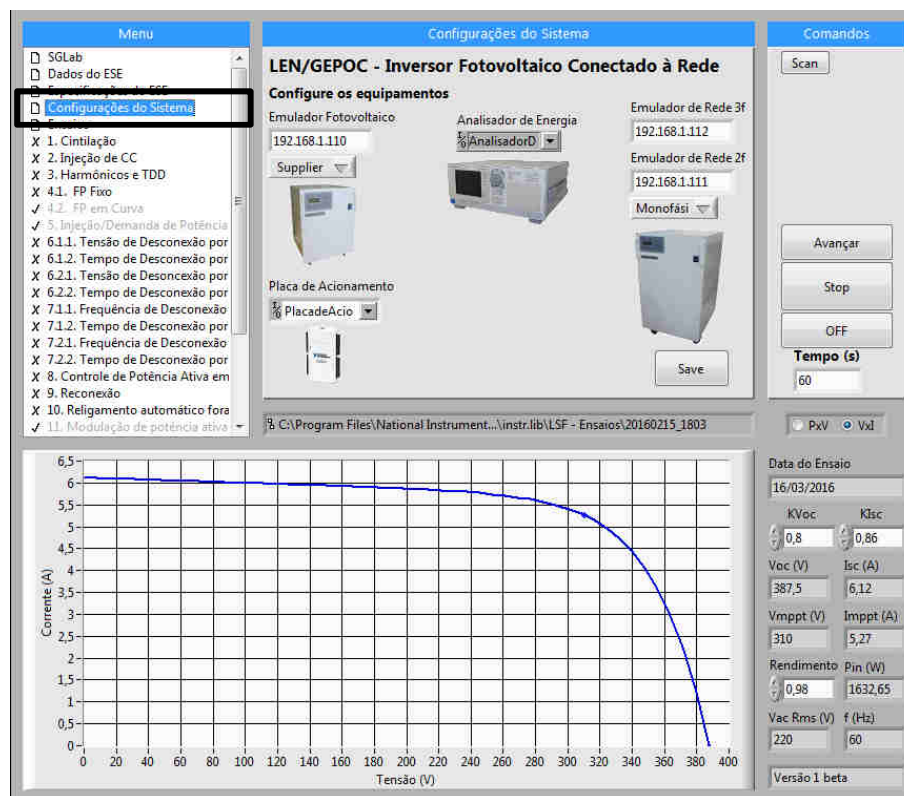


Tabela 42 – Registro (log) gerado com informações relacionadas ao ESE.

(continua)

Equipe LabEnsaios	
Gerente da Qualidade	Jorge Masing
Gerente Técnico	Leandro Michels
Metrologista	Henrique Horst
Programa Utilizado	Versão 1 beta
Dados Gerais do Inversor	
Fabricante	-
Amostra	A
Modelo	-
Potência (W)	1500
Data de Recebimento	-
Inversor Monofásico	TRUE
Nome do Inversor	Inversor X
Especificações do lado DC	
Tensão DC Máxima do MPPT (Vcc)	400
Tensão DC Mínima do MPPT (Vcc)	125
Tensão DC Máxima (Vcc)	450
Corrente DC Máxima (Icc)	12

Tabela 41 -- Registro (log) gerado com informações relacionadas ao ESE.

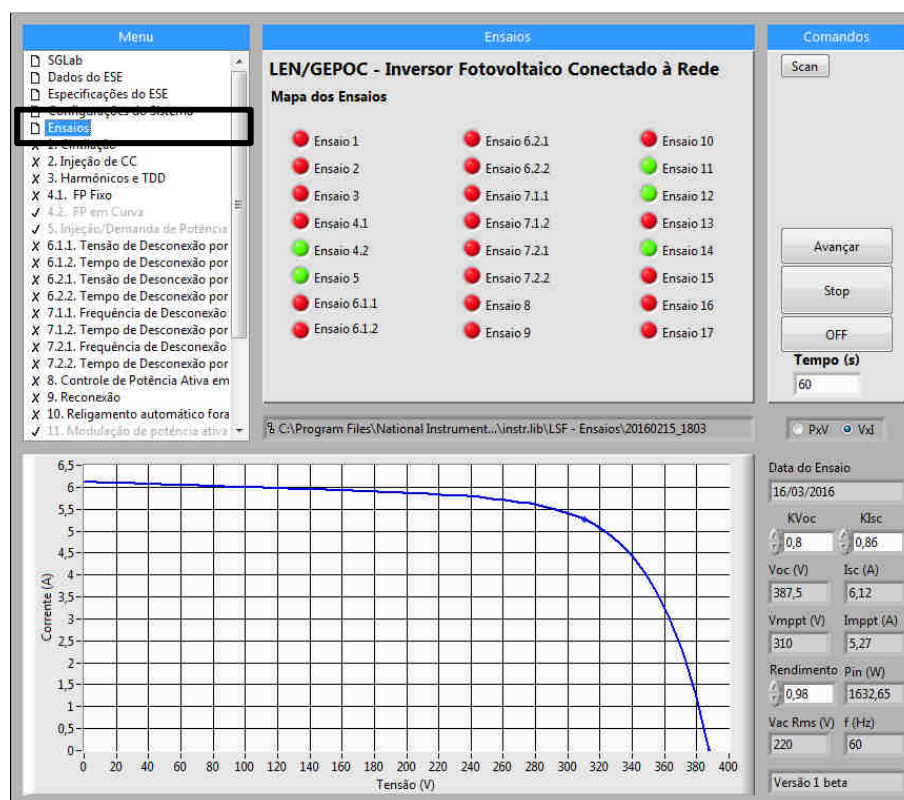
(conclusão)	
Especificações do lado AC	
Tensão AC (rms)	220
Corrente AC Máxima (rms)	7
Potência Ativa de Saída Máxima (W)	1500
Frequência (Hz)	60
Lista de Ensaios	
Ensaio 1	2
Ensaio 2	1
Ensaio 3	1
Ensaio 4.1	1
Ensaio 4.2	1
Ensaio 5	1
Ensaio 6.1.1	1
Ensaio 6.1.2	2
Ensaio 6.2.1	1
Ensaio 6.2.2	2
Ensaio 7.1.1	1
Ensaio 7.1.2	2
Ensaio 7.2.1	1
Ensaio 7.2.2	2
Ensaio 8	1
Ensaio 9	1
Ensaio 10	2
Ensaio 11	1
Ensaio 12	1
Ensaio 13	1
Ensaio 14	1
Ensaio 15	1
Ensaio 16	1
Ensaio 17	2
Configuração do analisador de energia	
Wiring A	2
Wiring B	2
Wiring C	5

#### 4.2.5 Etapa 5: Configuração gerais dos equipamentos de ensaio

Na guia Resumo de Ensaios, mostrado na Figura 39, é apresentado o mapa dos ensaios necessários para certificação. O usuário então seleciona o ensaio que deseja realizar. Ao definir um ensaio, o usuário é conduzido pelos níveis de potência que precisam ser avaliados no ensaio em questão. Para cada nível de potência, a fonte emuladora FV é configurada, juntamente com a fonte emuladora CA e as escalas do analisador de energia.

Ao final o usuário é questionado se o ensaio transcorreu corretamente. Caso responda afirmativamente, o registro (log) é salvo. A partir desse momento, esse ensaio não pode mais ser selecionado na lista, ficando desabilitado. Caso responda negativamente, o arquivo de registro é apagado e o usuário pode realizar o ensaio novamente.

Figura 39 – Guia Resumos de Testes.



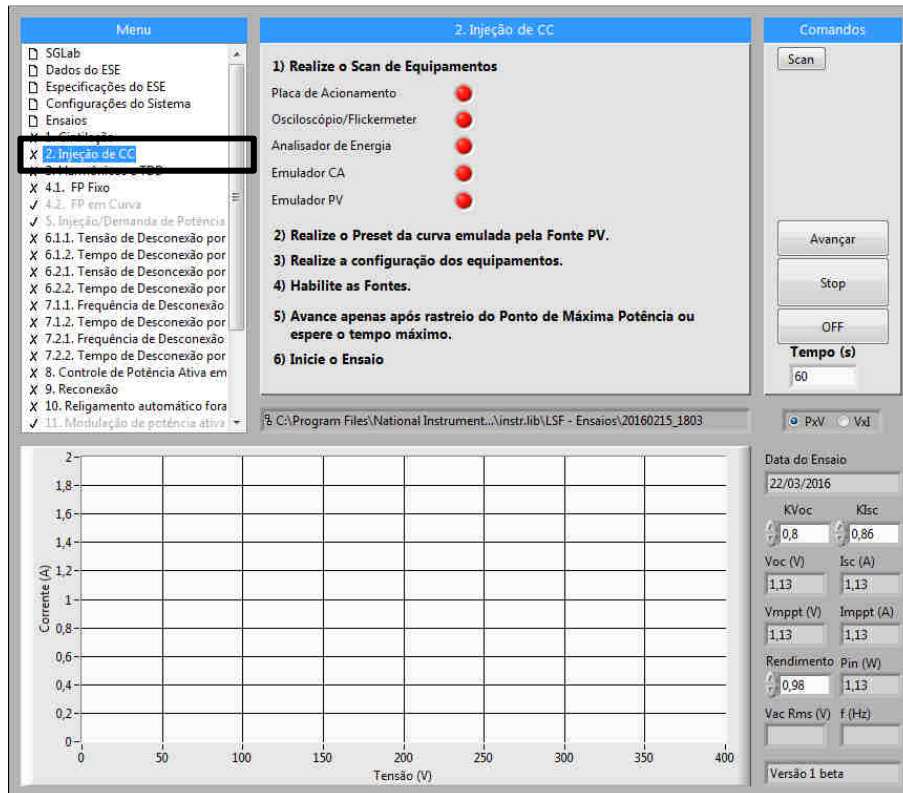
Observe na Figura 39 que a cor do círculo em frente ao ensaio indica seu estado. O círculo de cor em verde indica que o ensaio já foi realizado ou que o mesmo não necessita ser realizado (para níveis de potência inferiores a 6kW), enquanto o círculo de cor vermelho indica os ensaios que ainda estão por serem feitos.

As demais etapas dependem do ensaio considerado. Com o intuito de não se tornar repetitivo, considerou-se como exemplo o ensaio de Injeção de Corrente Contínua para ilustrar as próximas etapas.

#### 4.2.6 Etapa 6: Seleção do ensaio

O usuário seleciona do ensaio no quadro A mostrado na Figura 34. Considerando-se que foi clicado o ensaio de corrente contínua, a tela mostrada na Figura 40 torna-se disponível.

Figura 40 – Exemplo de ensaio, Injeção de Corrente CC.



#### 4.2.7 Etapa 7: Verificação da comunicação dos equipamentos

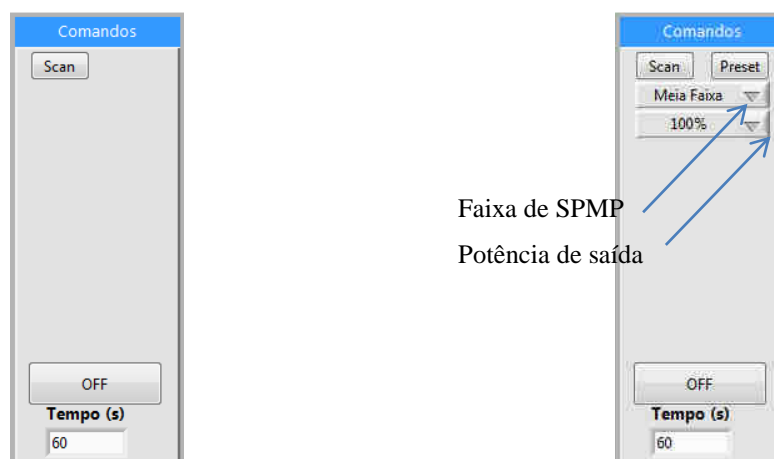
Primeiramente o usuário clica no botão *Scan* no quadro C, ilustrado em detalhe na Figura 41 (a). Caso todos os equipamentos estiverem com a comunicação funcionando adequadamente, indicadores verdes aparecerão. A cor vermelha é empregada para indicar problemas de comunicação. Nesse caso, o problema deve ser corrigido antes de continuar o ensaio.

#### 4.2.8 Etapa 8: Obtenção da curva para emulação fotovoltaica

A próxima etapa é a de configuração da fonte emuladora PV, que é efetuada através do botão *Preset* na Figura 41 (b). O software então automaticamente determina a tensão do ponto de máxima potência (Faixa de SPMP) assim como a potência de saída do ESE ( $P_{out}$ ) necessária para realização do ensaio. Ao ser clicado, a curva fotovoltaica que atende às restrições do ensaio é traçada, com base no algoritmo descrito no APÊNDICE B. Destaca-se que a potência de saída, assim como a faixa de tensão de SPMP, é automaticamente alterada conforme os valores

necessários de cada ensaio, pois os ensaios podem requerer diferentes pontos de potência de saída e diferentes configurações de tensão de máxima potência.

Figura 41 – Sequência de preparo para ensaio no Quadro C: (a) Botão *Scan*, (b) Botão *Preset*



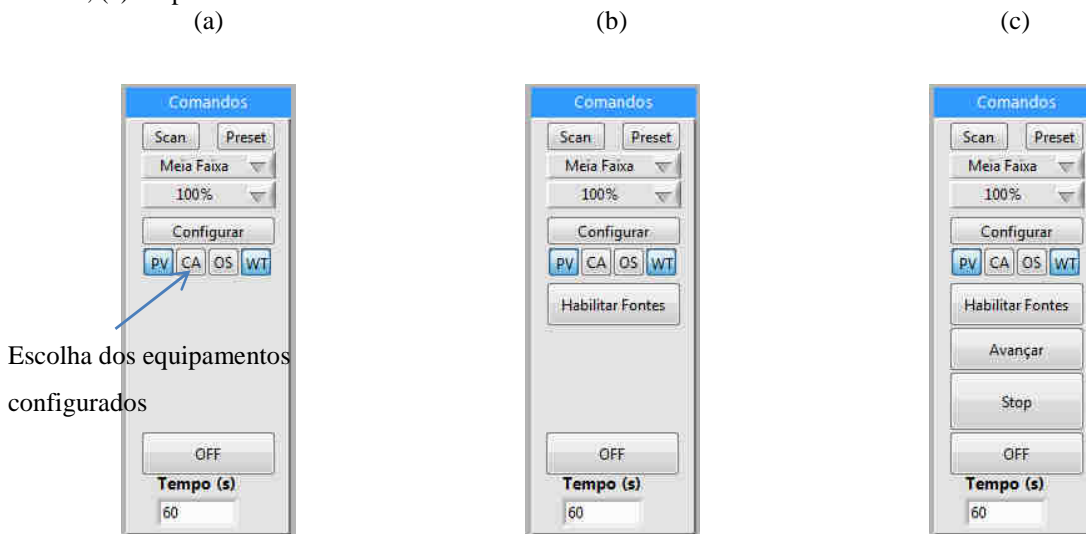
#### 4.2.9 Etapa 9: Configuração dos equipamentos empregados no ensaio

Na próxima etapa é realizada a configuração dos equipamentos empregados no ensaio, como mostrado na Figura 41 (a), clicando-se no botão “configurar”. Ele grava a curva fotovoltaica no emulador FV, juntamente com a tensão e frequência no emulador CA. Com base no nível de tensão e corrente da estrada e da saída do ESE, se configuram as escalas do analisador de energia. Para realizar novas configurações em apenas em equipamentos específicos, pode-se marcar o instrumento ou fonte que serão atualizados nos quadrados abaixo do botão Configurar (FV, CA, OS e WT). Dessa forma, são mantidas as configurações que já estavam corretas. A configuração do osciloscópio/fliquerímetro não é automatizada, então uma sequência de instruções aparece na tela auxiliando o usuário em como proceder.

#### 4.2.10 Etapa 10: Habilitação das fontes

Finalizada a etapa 9a aparece o botão de “Habilitar Fontes”, mostrado na Figura 42 (b). Quando clicado esse botão, as fontes são ligadas e o usuário consegue observar no gráfico o ponto de operação do inversor sob a curva fotovoltaica. Finalmente, o botão Avançar e Stop aparece, Figura 42 (c). Quando se percebe que o ponto de máxima potência foi atingido, clica-se em “Avançar”, e o ensaio é realizado. Caso contrário, seleciona-se Stop e ajusta-se algum parâmetro da curva fotovoltaica

Figura 42 – Sequência de preparo para ensaio no Quadro C: (a) Etapa de configuração, (b) Etapa de habilitar fontes, (c) Etapa de iniciar ensaio.



#### 4.2.11 Etapa 11: Realização do ensaio

Após todas as configurações iniciais o ensaio está pronto para ser realizado. Para tanto, é realizada a leitura das variáveis elétricas para demonstrar a condição de operação do inversor (tensões, correntes e potências de entrada e de saída), juntamente com a leitura da variável de interesse, nesse exemplo, nível de corrente CC no lado CA do inversor. Ao final das leituras, é perguntado ao usuário se o ensaio ocorreu normalmente, ou se precisa ser repetido. Caso o usuário assinale que tudo ocorreu normalmente, o software desliga as fontes emuladoras, abre as contactoras e atualiza a curva fotovoltaica para que o próximo nível de potência do ensaio em questão seja realizado.

#### 4.2.12 Etapa 12: Registro dos dados do ensaio

Para cada ensaio um arquivo texto é gerado. A Tabela 43 apresenta, como ilustração dos dados obtidos, o resultado para o ensaio de Injeção de Corrente CC.

Nas três primeiras linhas estão apresentadas as informações do inversor ensaiado. Em seguida, estão apresentados os pontos de operação elétricos sob os quais se submeteu o inversor durante o ensaio. Esses valores permitem replicar a condição elétrica de entrada e saída na qual o inversor apresentou dado resultado. Finalmente, estão apresentados os resultados obtidos no ensaio.

Tabela 43 – Arquivo resultado de ensaio de Injeção de Corrente CC.



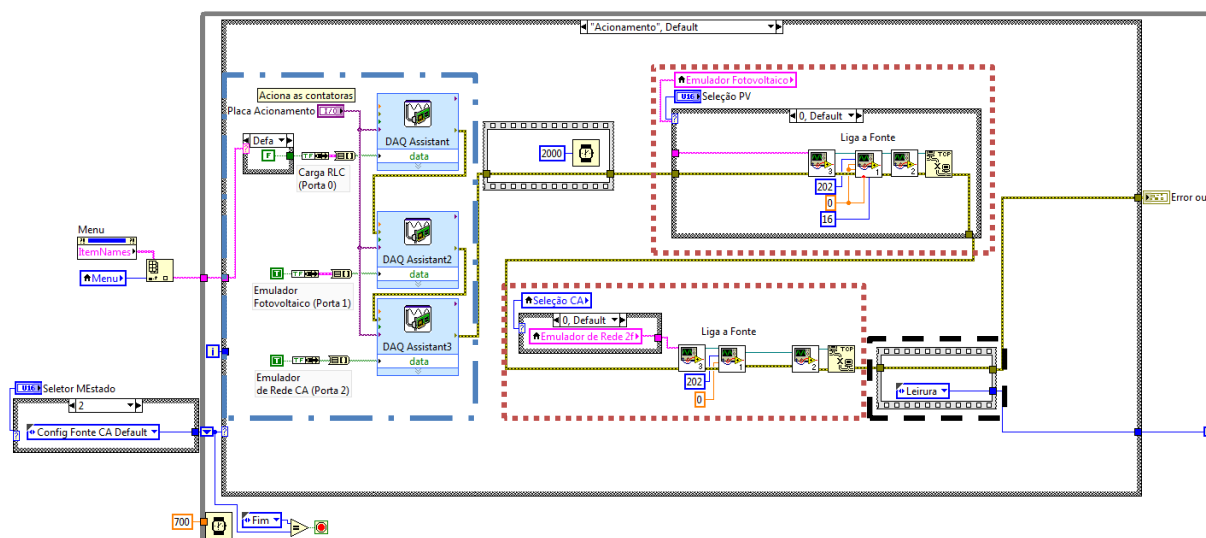
Ensaio 2. Injeção de CC							
Nome do Inversor	Inversor Y						
Data do Ensaio	-						
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
33	272,87	1,75	477,80	219,62	2,11	463,39	60,00
66	265,70	3,75	994,90	219,74	4,42	971,25	60,02
100	257,96	5,93	1529,10	219,88	6,72	1477,59	60,01
Resultado obtido no ensaio							
Grandeza Medida	33		66		100		
Corrente CC [mA]	2,50		4,00		3,00		

### 4.3 CÓDIGO DO PROGRAMA

A programação em LabView<sup>®</sup> empregada no programa desenvolvido é baseada na linguagem gráfica que utiliza um modelo de fluxo de dados em vez de uma sequência de linhas de texto. Cada sequência de código pode ser compactada dentro de um bloco para utilização em vários pontos do programa, como se fosse uma função sendo executada. O programa de automação é composto por uma estrutura de eventos, que inicializa uma máquina de estados responsável por executar uma definida tarefa.

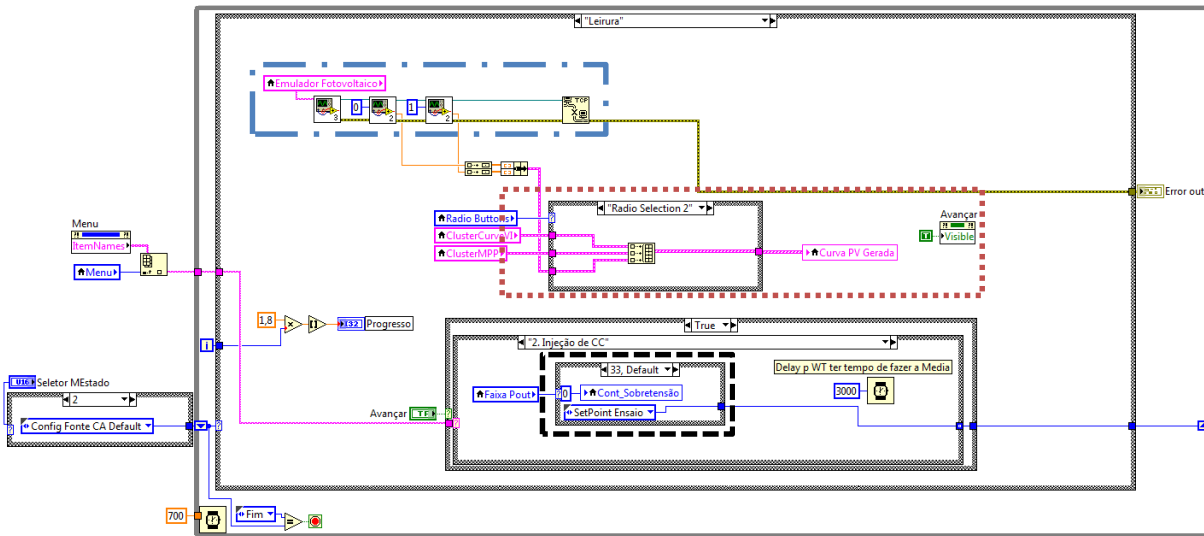
Quando o usuário clica no botão Habilitar Fontes, por exemplo, é disparada a máquina do ensaio selecionada. Especificamente com relação ao ensaio de injeção de corrente CC, o primeiro estado realiza o acionamento das contactoras (linha traço ponto), e liga as fontes emuladoras previamente configuradas (linha pontilhada). Nesse mesmo estado, define-se qual o próximo (linha tracejada). Esse código é mostrado na Figura 43.

Figura 43 – Primeiro estado. Acionamento de contactoras e liga fontes emuladoras.



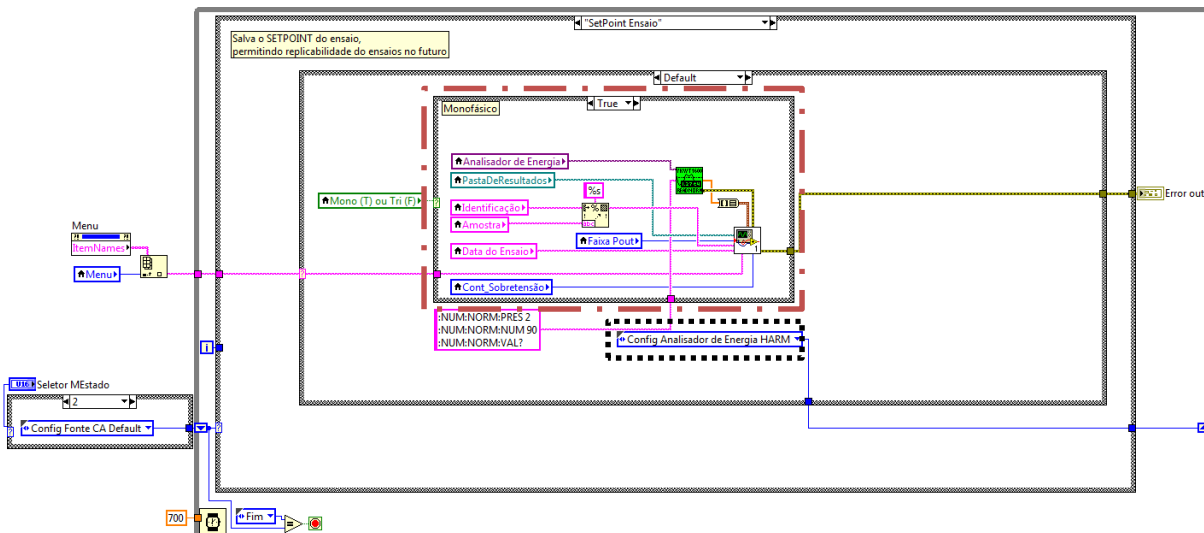
O segundo estado é responsável por realizar leitura das variáveis de entrada do inversor (tensão e corrente) para se verificar o rastreamento do ponto de máxima potência (linha traço ponto). Essa informação é mostrada na tela para o usuário (linha pontilhada). Quando rastreada a condição de ensaio, o próximo estado é definido (linha tracejada), Figura 44.

Figura 44 – Segundo estado. Leitura tensão/corrente para verificação do ponto de máxima potência.



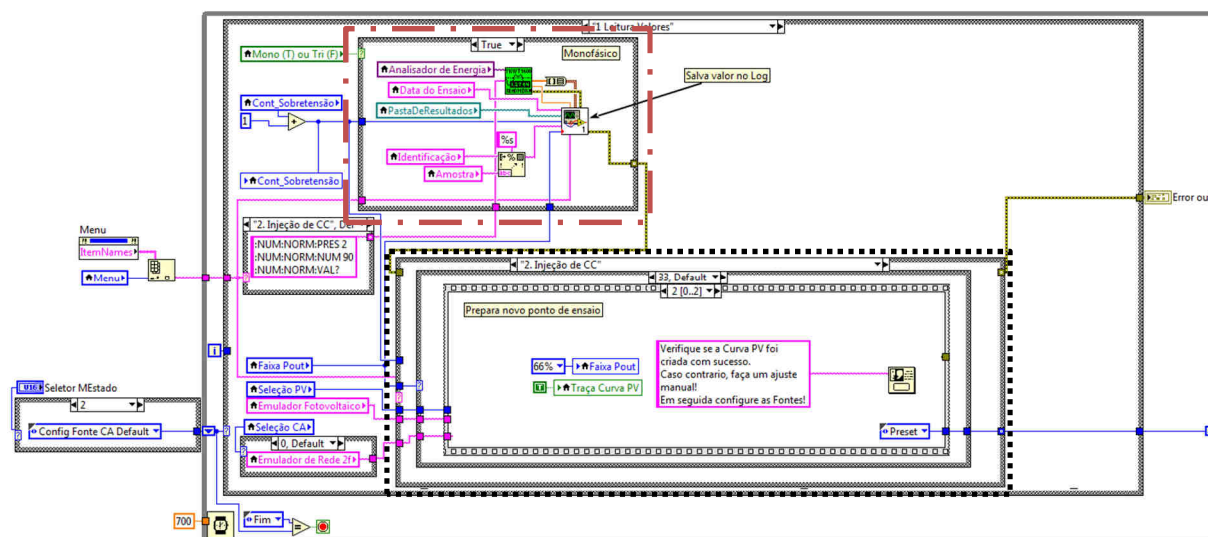
O terceiro estado realiza a leitura do analisador de energia para gravar a condição elétrica sob a qual está submetido o inversor (linha traço ponto). O próximo estado configuraria o analisador de energia para uma leitura de harmônico (linha pontilhada), entretanto para o ensaio de injeção de corrente CC essa leitura não é necessária e a máquina de estados desvia para o quinto estado.

Figura 45 –Terceiro estado. Leitura das condições elétricas de entrada e saída.



O quinto estado realiza o ensaio, pois faz a leitura da variável de interesse, a corrente CC injetada no lado de saída do inversor e salvo no relatório de ensaio (linha traço ponto). Em seguida se desligam as contactoras e se avança o nível de potência, voltando a máquina de estados para o *preset* de uma nova curva fotovoltaica (linha pontilhada).

Figura 46 – Quinto estado. Leitura das variáveis de interesse (corrente CC) e avança para nova faixa de potência.



#### 4.4 SUMÁRIO

Essa seção apresentou o software de ensaios desenvolvido para acelerar o processo de configuração de fontes, aquisição de medidas e geração de relatório. Em um primeiro momento foi apresentada a visão geral da estrutura do programa desenvolvido. Logo em seguida, foram apresentados os procedimentos para uso do programa e, por fim, uma explanação sobre o código desenvolvido para fazer as funções descritas.



## 5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Nessa seção são apresentados os resultados experimentais dos ensaios automatizados do escopo de ensaios solicitados pela Portaria Nº 357 de 2014 do INMETRO.

### 5.1 AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DO SISTEMA AUTOMATIZADO

Um inversor foi avaliado para verificar o funcionamento da bancada. Por restrições de sigilo do laboratório, o modelo /marca do mesmo não é apresentado. O mesmo é aqui denominado de Inversor Y, sendo apenas mostrados os valores elétricos obtidos.

#### 5.1.1 Resultado de Ensaio – Inversor Y

O inversor Y tem  $P_{out}$  de 1500 W e tensão de alimentação de 220 V @ 60 Hz, enquadrando-se na Faixa A de potência da Tabela 1. Nessa faixa são requeridos 76 ensaios. A partir da Tabela 44 até a Tabela 62 são apresentados os resultados dos ensaios realizados.

##### 5.1.1.1 Cintilação

O ensaio de cintilação não é automatizado. Ele é realizado utilizando-se a impedância CA normalizada em série com a fonte emuladora CA. Essa carga transforma a fonte emuladora CA em uma rede fraca, susceptível a variações e flutuações de tensão. O ensaio tem duração de duas horas e utiliza o osciloscópio/*flickermeter* para análise da cintilação. A Tabela 44 contém o resultado do ensaio e os limites para aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.1.1.

##### 5.1.1.2 Injeção de corrente CC

O ensaio de Injeção de corrente CC é automatizado. O ensaio é realizado partindo-se do menor valor de potência da faixa de ensaio, que corresponde à 33% de  $P_{out}$ . Quando o usuário sinalizar ao software o teste foi realizado corretamente, o mesmo altera a faixa de potência para 66% de  $P_{out}$  e por último 100% de  $P_{out}$ . A Tabela 45 contém o resultado do ensaio e os limites para aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.1.2.

Tabela 44 – Resultados do ensaio de cintilação.

Ensaio 1. Cintilação							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
Não se aplica							
Resultado obtido no ensaio							
Teste	d <sub>c</sub> (%)	d <sub>max</sub> (%)	T <sub>max</sub> (ms)	P <sub>st</sub>	P <sub>It</sub>		
1	0,000	0,232	0,000	0,070	<b>0,075</b>		
2	0,000	0,242	0,000	0,075			
3	0,000	0,164	0,000	0,073			
4	0,000	0,169	0,000	0,080			
5	0,000	0,162	0,000	<b>0,086</b>			
6	0,000	0,197	0,000	0,083			
7	0,000	0,190	0,000	0,072			
8	0,000	0,215	0,000	0,070			
9	0,000	0,340	0,000	0,067			
10	0,000	0,216	0,000	0,680			
11	0,000	0,296	0,000	0,073			
12	0,000	<b>0,619</b>	0,000	0,077			
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável		Limite máximo aceitável		
d <sub>c</sub> (%)	0,000		0,000		3,300		
d <sub>max</sub> (%)	0,619		0,000		6,000		
T <sub>max</sub> (ms)	0,000		0,000		500,000		
P <sub>st</sub>	0,086		0,000		0,650		
P <sub>It</sub>	0,075		0,000		1,000		
Parecer do ensaio							
Itens considerados - IEC 61000-3-3				Situação <sup>1</sup>	Observação relativa ao ensaio		
Variação máxima de tensão entre dois níveis de regime permanente durante um período de observação: dc (%) < 3,3%				<b>C</b>	A medida não atingiu a condição de regime permanente, logo dc é nulo. IEC 61000-3-3, Annex C.3		
Variação de tensão máxima absoluta durante um período de observação: dmax (%) < 6%				<b>C</b>	-		
Tempo máximo de duração que o desvio da tensão d(t) excede o limite de dc durante um período de observação: Tmax < 500 ms				<b>C</b>	A medida não ultrapassou o limite de 3,3% nos ensaios, logo Tmax é nulo. IEC 61000-3-3, Annex C.4.		
Cintilação de curta duração: Pst < 0,65				<b>C</b>	-		
Cintilação de longa duração: Plt < 1,00				<b>C</b>	-		

Tabela 45 – Resultados do ensaio de injeção de corrente CC.

Ensaio 2. Injeção de CC							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
33	272,87	1,75	477,80	219,62	2,11	463,39	60,00
66	265,70	3,75	994,90	219,74	4,42	971,25	60,02
100	257,96	5,93	1529,10	219,88	6,72	1477,59	60,01
Resultado obtido no ensaio							
Grandeza Medida		33		66		100	
Corrente CC [mA]		2,50		4,00		3,00	
Análise dos Resultados Obtidos no Ensaio							
Grandeza avaliada		Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável		Limite máximo aceitável	
I <sub>out</sub> CC [mA]		4,00		0,00		34,09	
Parecer do Ensaio							
Itens considerados			Situação		Observação relativa ao ensaio		
A injeção de componente CC na rede elétrica não pode ser superior a 0,5% da corrente nominal do inversor.			<b>C</b>		Medida realizada com uma média de 16 valores para estabilizar valor.		
O sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a condição acima for violada.					Não foi fornecido uma forma de deslocar a corrente de saída do inversor conforme, ABNT NBR 16150:2013.		

#### 5.1.1.3 Harmônicos e Taxa de Distorção Harmônica Total de Corrente

O ensaio de harmônicos e taxa de distorção harmônica total de corrente é automatizado. O ensaio é realizado partindo-se do menor valor de potência da faixa de ensaio, 10% de Quando o usuário sinalizar ao software o teste foi realizado corretamente, o software altera automaticamente a faixa de potência. Assim, são realizados os ensaios para os níveis de potência de 20%, 30%, 50%, 75% e 100%. Entretanto, atualmente considera-se na avaliação de conformidade apenas os resultados obtidos para a potência de 100%. A Tabela 46 contém o resultado do ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.1.3.

#### 5.1.1.4 Fator de potência

O ensaio de fator de potência é automatizado. Nesse ensaio se avalia o fator de potência unitário que o ESE deve possuir de fábrica. Os níveis de potência de ensaio são 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100%. Entretanto, atualmente considera-se na avaliação de conformidade apenas os resultados obtidos para potências superiores a 20%. A Tabela 47 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.1.4.

Tabela 46 – Resultado do ensaio de harmônicos e distorção de forma de onda.

<b>Ensaio 3. Harmônicos e distorção de forma de onda</b>							
<b>Nome do Inversor</b>	Inversor Y						
<b>Data do Ensaio</b>	-						
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
10	271,16	0,46	125,40	219,49	0,81	177,78	59,99
20	266,18	1,07	283,64	219,54	1,29	283,20	59,98
30	260,96	1,66	433,10	219,64	1,89	415,11	59,99
50	262,30	2,84	746,10	219,66	3,29	722,68	59,98
75	123,38	9,12	1.125,70	219,76	4,93	1.083,41	60,01
100	123,45	12,15	1.501,00	219,91	6,51	1.431,61	60,02
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Grandeza Medida</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	
I <sub>THD</sub> (%)	18,330	11,230	6,2000	2,7800	1,8900	<b>1,5300</b>	
I <sub>total</sub> (A)	0,7664	1,2176	1,9034	3,3168	4,9279	6,5140	
I <sub>dc</sub> (A)	0,0008	0,0031	0,0025	0,0025	0,0041	0,0050	
I <sub>1</sub> (A)	0,7538	1,2099	1,8997	3,3155	4,9270	6,5130	
I <sub>2</sub> (A)	0,0086	0,0097	0,0071	0,0090	0,0101	<b>0,0190</b>	
I <sub>3</sub> (A)	0,1102	0,0901	0,0663	0,0467	0,0487	<b>0,0610</b>	
I <sub>4</sub> (A)	0,0082	0,0066	0,0074	0,0089	0,0109	<b>0,0140</b>	
I <sub>5</sub> (A)	0,0392	0,0625	0,0489	0,0296	0,0157	<b>0,0180</b>	
I <sub>6</sub> (A)	0,0071	0,0057	0,0078	0,0065	0,0049	<b>0,0040</b>	
I <sub>7</sub> (A)	0,0411	0,0426	0,0382	0,0316	0,0240	<b>0,0150</b>	
I <sub>8</sub> (A)	0,0022	0,0026	0,0035	0,0044	0,0051	<b>0,0080</b>	
I <sub>9</sub> (A)	0,0320	0,0370	0,0409	0,0307	0,0168	<b>0,0190</b>	
I <sub>10</sub> (A)	0,0029	0,0031	0,0026	0,0060	0,0034	<b>0,0030</b>	
I <sub>11</sub> (A)	0,0271	0,0263	0,0253	0,0274	0,0249	<b>0,0210</b>	
I <sub>12</sub> (A)	0,0064	0,0067	0,0044	0,0042	0,0059	<b>0,0070</b>	
I <sub>13</sub> (A)	0,0194	0,0224	0,0204	0,0252	0,0244	<b>0,0230</b>	
I <sub>14</sub> (A)	0,0034	0,0035	0,0035	0,0071	0,0037	<b>0,0030</b>	
I <sub>15</sub> (A)	0,0192	0,0226	0,0173	0,0243	0,0227	<b>0,0220</b>	
I <sub>16</sub> (A)	0,0031	0,0032	0,0034	0,0037	0,0022	<b>0,0030</b>	
I <sub>17</sub> (A)	0,0148	0,0193	0,0209	0,0174	0,0224	<b>0,0240</b>	
I <sub>18</sub> (A)	0,0043	0,0048	0,0020	0,0061	0,0028	<b>0,0020</b>	
I <sub>19</sub> (A)	0,0108	0,0142	0,0210	0,0153	0,0210	<b>0,0210</b>	
I <sub>20</sub> (A)	0,0023	0,0022	0,0037	0,0037	0,0017	<b>0,0030</b>	
I <sub>21</sub> (A)	0,0048	0,0048	0,0212	0,0106	0,0219	<b>0,0210</b>	
I <sub>22</sub> (A)	0,0027	0,0027	0,0036	0,0038	0,0017	<b>0,0040</b>	
I <sub>23</sub> (A)	0,0036	0,0015	0,0212	0,0122	0,0221	<b>0,0230</b>	
I <sub>24</sub> (A)	0,0028	0,0027	0,0034	0,0044	0,0015	<b>0,0030</b>	
I <sub>25</sub> (A)	0,0067	0,0071	0,0185	0,0116	0,0195	<b>0,0190</b>	
I <sub>26</sub> (A)	0,0033	0,0031	0,0027	0,0036	0,0013	<b>0,0030</b>	
I <sub>27</sub> (A)	0,0129	0,0134	0,0100	0,0062	0,0159	<b>0,0150</b>	
I <sub>28</sub> (A)	0,0023	0,0026	0,0034	0,0041	0,0012	<b>0,0030</b>	
I <sub>29</sub> (A)	0,0126	0,0139	0,0061	0,0052	0,0137	<b>0,0130</b>	
I <sub>30</sub> (A)	0,0019	0,0022	0,0032	0,0039	0,0011	<b>0,0030</b>	
I <sub>31</sub> (A)	0,0100	0,0121	0,0017	0,0034	0,0131	<b>0,0120</b>	
I <sub>32</sub> (A)	0,0022	0,0023	0,0030	0,0036	0,0014	<b>0,0030</b>	
I <sub>33</sub> (A)	0,0070	0,0089	0,0051	0,0026	0,0139	<b>0,0130</b>	



<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>			
<b>Grandeza avaliada</b>	<b>Resultado crítico do ensaio (%)</b>	<b>Limite mínimo aceitável</b>	<b>Limite máximo aceitável</b>
I <sub>THD</sub> (%)	1,5300	0,0000	5,0000
I <sub>2</sub> (%)	0,2917	0,0000	1,0000
I <sub>3</sub> (%)	0,9366	0,0000	4,0000
I <sub>4</sub> (%)	0,2150	0,0000	1,0000
I <sub>5</sub> (%)	0,2764	0,0000	4,0000
I <sub>6</sub> (%)	0,0614	0,0000	1,0000
I <sub>7</sub> (%)	0,2303	0,0000	4,0000
I <sub>8</sub> (%)	0,1228	0,0000	1,0000
I <sub>9</sub> (%)	0,2917	0,0000	4,0000
I <sub>10</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>11</sub> (%)	0,3224	0,0000	2,0000
I <sub>12</sub> (%)	0,1075	0,0000	0,5000
I <sub>13</sub> (%)	0,3531	0,0000	2,0000
I <sub>14</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>15</sub> (%)	0,3378	0,0000	2,0000
I <sub>16</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>17</sub> (%)	0,3685	0,0000	1,5000
I <sub>18</sub> (%)	0,0307	0,0000	0,5000
I <sub>19</sub> (%)	0,3224	0,0000	1,5000
I <sub>20</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>21</sub> (%)	0,3224	0,0000	1,5000
I <sub>22</sub> (%)	0,0614	0,0000	0,5000
I <sub>23</sub> (%)	0,3531	0,0000	0,6000
I <sub>24</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>25</sub> (%)	0,2917	0,0000	0,6000
I <sub>26</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>27</sub> (%)	0,2303	0,0000	0,6000
I <sub>28</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>29</sub> (%)	0,1996	0,0000	0,6000
I <sub>30</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>31</sub> (%)	0,1842	0,0000	0,6000
I <sub>32</sub> (%)	0,0461	0,0000	0,5000
I <sub>33</sub> (%)	0,1996	0,0000	0,6000
<b>Parecer do ensaio</b>			
<b>Itens considerados</b>	<b>Situação</b>	<b>Observação relativa ao ensaio</b>	
A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor.	<b>C</b>	-	
Harmônicos individuais em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor deve estar limitada aos valores apresentados na Análise dos Resultados no Ensaio.	<b>C</b>	-	

Tabela 47 – Resultado do ensaio de fator de potência.

<b>Ensaio 4.1. Fator de potência</b>							
<b>Nome do Inversor</b>	Inversor Y						
<b>Data do Ensaio</b>	-						
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
10	296,99	0,31	90,83	219,51	0,74	162,43	60,01
20	289,68	0,87	250,71	219,52	1,18	259,03	60,02
30	284,33	1,44	410,80	219,56	1,84	403,99	60,01
50	257,59	2,86	735,90	219,70	3,25	714,02	60,03
75	258,23	4,39	1.132,60	219,78	5,02	1.103,29	59,97
100	258,34	5,92	1.530,30	219,90	6,74	1.482,12	59,98
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Grandeza Medida</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	
FP	0,489096	0,917127	<b>0,963813</b>	0,983234	0,984246	0,992019	
<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>							
<b>Grandeza avaliada</b>	<b>Resultado crítico do ensaio</b>		<b>Limite mínimo aceitável<sup>3</sup></b>		<b>Limite máximo aceitável</b>		
Fator de potência	0,963813		±0,9750		1,0000		
<b>Parecer do ensaio</b>							
<b>Itens considerados</b>			<b>Situação</b>	<b>Observação relativa ao ensaio</b>			
Inversor ajustado de fábrica com fator de potência unitário.			<b>NC</b>	-			
Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido.			<b>C</b>	Todos os pontos operacionais ensaiados foram atingidos em tempo inferior a 10s, em acordo com a ABNT NBR 16149:2013.			

#### 5.1.1.5 Variação de tensão

O ensaio de tensão de desconexão por sobretensão é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial de  $V_{out}$  é configurado em 108% do valor nominal da tensão de conexão. Em seguida são realizados *steps* para que  $V_{out}$  se eleve, a ponto de causar a desconexão do ESE. Simultaneamente é realizada leitura de  $I_{out}$  para identificar quando ocorre a desconexão do ESE. O nível de potência ensaiado é 100% de  $P_{out}$ . A Tabela 48 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

O ensaio de tempo de desconexão por sobretensão não é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial de  $V_{out}$  é definido em 2V abaixo do valor que causou a desconexão no ensaio 6.1.1 - Tensão De Desconexão Por Sobretensão. Em seguida é aplicado um degrau de tensão para um valor de tensão superior ao que causou a desconexão. Esse evento é **armazenado** pelo osciloscópio que armazena as formas de onda de tensão e corrente. A Tabela 49 apresenta o resultado do ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

Tabela 48 – Resultado do ensaio de tensão de desconexão por sobretensão.

Ensaio 6.1.1 Tensão de desconexão por sobretensão							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
100	249,65	6,10	1522,90	237,60	6,10	1464,20	60,03
Resultado obtido no ensaio							
Teste	Tensão (V)		Teste	Tensão (V)			
1	237,60		31	241,02			
2	237,80		32	241,11			
3	238,00		33	241,19			
4	238,20		34	241,30			
5	238,40		35	241,37			
6	238,52		36	241,48			
7	238,61		37	241,54			
8	238,72		38	241,66			
9	238,81		39	241,72			
10	238,91		40	241,86			
11	239,01		41	241,93			
12	239,10		42	242,06			
13	239,22		43	242,14			
14	239,31		44	242,27			
15	239,43		45	242,35			
16	239,52		46	242,47			
17	239,65		47	242,56			
18	239,73		48	242,68			
19	239,85		49	242,78			
20	239,93		50	242,89			
21	240,06		51	243,00			
22	240,13		52	243,10			
23	240,26		53	243,23			
24	240,34		54	243,31			
25	240,46		55	243,43			
26	240,55		56	243,51			
27	240,65		57	243,64			
28	240,74		58	243,71			
29	240,84		59	<b>243,83</b>			
30	240,93		60	Desc.			
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável <sup>1</sup>		Limite máximo aceitável <sup>1</sup>		
Tensão (V)	243,83		237,60		246,40		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 2\%$ .							
Parecer do ensaio							
Itens considerados		Situação		Observação relativa ao ensaio			
O inversor deve se desconectar com tensão e rede superior à 110% da tensão nominal.		C		-			

Tabela 49 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por sobretensão.

Ensaio 6.1.2 Tempo de desconexão por sobretensão							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
Não se aplica.							
Resultado obtido no ensaio							
Teste	Degrau (V)			Tempo (ms)			
1	241,83			140,35			
	247,83						
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável		Limite máximo aceitável <sup>1</sup>		
Tempo (ms)	140,35		0,00		204,00		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 2\%$ .							
Parecer do ensaio							
Itens considerados	Situação			Observação relativa ao ensaio			
O inversor deve se desconectar por sobretensão em até 200ms.	<b>C</b>			-			

O ensaio de tensão de desconexão por subtensão é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial de  $V_{out}$  é configurado em 80% do valor nominal da tensão de conexão. Em seguida são realizados *steps* para que  $V_{out}$  se reduza, a ponto de causar a desconexão do ESE. Simultaneamente é realizada leitura de  $I_{out}$  para identificar quando ocorre a desconexão do ESE. O nível de potência ensaiado é 100% de  $P_{out}$ . A Tabela 50 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

O ensaio de tempo de desconexão por subtensão não é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial de  $V_{out}$  é configurado para um valor superior ao que causou a desconexão do inversor no ensaio 6.2.1. A Tabela 51 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

Tabela 50 – Resultado do ensaio de tensão de desconexão por subtensão.

<b>Ensaio 6.2.1. Tensão de desconexão por subtensão</b>							
<b>Nome do Inversor</b>		Inversor Y					
<b>Data do Ensaio</b>		-					
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
100	257,63	5,92	1524,90	195,74	7,52	1464,20	60,02
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Teste</b>	<b>Tensão</b>	<b>Corrente</b>	<b>Teste</b>	<b>Tensão</b>	<b>Corrente</b>		
1	195,73	0,00	26	184,15	8,00		
2	195,51	7,55	27	183,65	8,02		
3	195,12	7,56	28	183,13	8,05		
4	194,61	7,58	29	182,62	8,07		
5	194,13	7,59	30	182,11	8,09		
6	193,61	7,62	31	181,60	8,11		
7	193,11	7,64	32	181,18	8,06		
8	192,60	7,66	33	180,99	8,08		
9	192,15	7,68	34	180,55	8,11		
10	191,59	7,70	35	180,12	8,08		
11	191,21	7,70	36	179,62	8,08		
12	191,00	7,72	37	179,19	8,04		
13	190,60	7,74	38	179,17	8,05		
14	190,07	7,76	39	178,97	8,08		
15	189,66	7,78	40	178,55	8,09		
16	189,17	7,80	41	178,03	8,08		
17	188,65	7,81	42	177,58	8,09		
18	188,09	7,84	43	177,08	8,05		
19	187,63	7,86	44	176,54	8,06		
20	187,12	7,88	45	<b>175,69</b>	0,00		
21	186,63	7,89	46	Desc.	Desc.		
22	186,10	7,92	47	Desc.	Desc.		
23	185,59	7,94	48	Desc.	Desc.		
24	185,09	7,96	49	Desc.	Desc.		
25	184,59	7,99	50	Desc.	Desc.		
<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>							
<b>Grandeza avaliada</b>	<b>Resultado crítico do ensaio</b>		<b>Limite mínimo aceitável<sup>1</sup></b>		<b>Limite máximo aceitável<sup>1</sup></b>		
Tensão (V)	175,69		171,60		180,40		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, considera-se na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal da rede.							
<b>Parecer do ensaio</b>							
<b>Itens considerados</b>			<b>Situação</b>		<b>Observação relativa ao ensaio</b>		
O inversor deve se desconectar com tensão de rede inferior à 80%.			<b>C</b>		-		

Tabela 51 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por subtensão.

Ensaio 6.2.2 Tempo de desconexão por subtensão							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
Não se aplica.							
Resultado obtido no Ensaio							
Teste	Step (V)			Tempo (ms)			
1	192,90			138,27			
	170,00						
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio	Limite mínimo aceitável	Limite máximo aceitável <sup>1</sup>				
Tempo (ms)	138,27	0,00	408,00				
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, considera-se na análise de uma tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal da rede.							
Parecer do ensaio							
Itens considerados	Situação		Observação relativa ao ensaio				
O inversor deve se desconectar por subtensão em até 400 ms.	<b>C</b>		-				

#### 5.1.1.6 Variação da frequência

O ensaio de frequência de desconexão por sobrefrequência é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial da frequência é configurado em 100% do valor nominal da frequência de conexão. Em seguida são realizados *steps* para que a frequência se eleve, a ponto de causar a desconexão do ESE. Simultaneamente é realizada leitura de I<sub>out</sub> para identificar quando ocorre a desconexão do ESE. O nível de potência ensaiado é 100% de P<sub>out</sub>. A Tabela 52 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

Tabela 52 – Resultado do ensaio de frequência de desconexão por sobrefrequência.

Ensaio 7.1.1. Frequência de desconexão por sobrefrequência							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
100	257,71	5,93	1529,60	219,95	6,74	1482,46	60,02
Resultado obtido no ensaio							
Teste		Frequência (Hz)			Corrente (A)		
1		60,00			6,73		
2		60,10			6,72		
3		60,20			6,74		
4		60,31			6,73		
5		60,41			6,73		
6		60,49			6,73		
7		60,61			6,72		
8		60,70			6,54		
9		60,79			6,37		
10		60,89			6,10		
11		61,00			5,81		
12		61,09			5,56		
13		61,20			5,33		
14		61,28			5,10		
15		61,38			4,83		
16		61,51			4,55		
17		61,60			4,27		
18		61,70			4,05		
19		61,79			3,65		
20		61,88			3,39		
21		<b>61,99</b>			Desc.		
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável <sup>1</sup>		Limite máximo aceitável <sup>1</sup>		
Frequência (Hz)	61,99		61,90		62,10		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 0,1$ Hz							
Parecer do ensaio							
Itens considerados		Situação <sup>2</sup>		Observação relativa ao ensaio			
O inversor deve se desconectar com frequência de rede superior a 62,000 Hz. Tolerância de $\pm 0,100$ Hz.		C		-			

O ensaio de tempos de desconexão por sobrefrequência não é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial de frequência é configurado em 100% do valor nominal da frequência de conexão. Em seguida é realizado um degrau para que a frequência se eleve, a ponto de causar a desconexão do ESE. Esse evento é avaliado pelo osciloscópio que armazena as formas de onda de tensão e corrente. A Tabela 53 apresenta o resultado do ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

Tabela 53 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por subfrequência.

Ensaio 7.1.2 Tempo de desconexão por sobrefrequência							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
100	332,2	14,2	4.735,00	220,71	20,79	4.572,5	
Resultado obtido no ensaio							
Teste	Step (V)			Tempo (ms)			
1	59,987			54,89			
	62,501						
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável		Limite máximo aceitável <sup>1</sup>		
Tempo (ms)	54,89		0,00		202,00		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 2\%$ .							
Parecer do ensaio							
Itens considerados	Situação <sup>2</sup>			Observação relativa ao ensaio			
O inversor deve se desconectar por sobrefrequência em até 200 ms.	C			-			

O ensaio de frequência de desconexão por subfrequência é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial da frequência é configurado em 58 Hz. Em seguida são realizados *steps* para que a frequência se reduza, a ponto de causar a desconexão do ESE. Simultaneamente é realizada leitura de I<sub>out</sub> para identificar quando ocorre a desconexão do ESE. O nível de potência ensaiado é 100% de P<sub>out</sub>. A Tabela 54 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.



Tabela 54 – Resultado do ensaio de frequência de desconexão por subfrequência.

<b>Ensaio 7.2.1. Frequência de desconexão por subfrequência</b>							
<b>Nome do Inversor</b>		Inversor Y					
<b>Data do Ensaio</b>		-					
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
100	257,58	5,93	1529,20	219,96	6,72	1478,13	60,00
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Teste</b>		<b>Frequência</b>			<b>Corrente</b>		
1		58,00			6,72		
2		57,89			6,73		
3		57,79			6,72		
4		57,71			6,71		
5		57,60			6,72		
6		57,49			0,00		
7		<b>57,39</b>			Desc.		
8		Desc.			Desc.		
9		Desc.			Desc.		
10		Desc.			Desc.		
<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>							
<b>Grandeza avaliada</b>	<b>Resultado crítico do ensaio</b>		<b>Limite mínimo aceitável<sup>1</sup></b>		<b>Limite máximo aceitável<sup>1</sup></b>		
Frequência (Hz)	57,39		57,40		57,60		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 0,1$ Hz							
<b>Parecer do ensaio</b>							
<b>Itens considerados</b>			<b>Situação<sup>2</sup></b>	<b>Observação relativa ao ensaio</b>			
O inversor deve se desconectar com frequência de rede inferior a 57,500 Hz. Tolerância de $\pm 0,100$ Hz			<b>C</b>	-			

O ensaio de tempos de desconexão por sobrefrequência não é automatizado. Nesse ensaio o valor inicial da frequência é configurado em 100% do valor nominal da frequência de conexão. Em seguida é realizado um degrau para que a frequência se reduza, a ponto de causar a desconexão do ESE. Esse evento é avaliado pelo osciloscópio que armazena as formas de onda de tensão e corrente. A Tabela 55 apresenta o resultado do ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

Tabela 55 – Resultado do ensaio de tempo de desconexão por subfrequência.

Ensaio 7.2.2 Tempo de desconexão por subfrequência							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
Não se aplica.							
Resultado obtido no ensaio							
Teste	Step (V)			Tempo (ms)			
1	60,012			54,30			
	56,505						
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável <sup>1</sup>		Limite máximo aceitável <sup>1</sup>		
Tempo (ms)	54,30		0,00		202,00		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 2\%$ .							
Parecer do ensaio							
Itens considerados		Situação			Observação relativa ao ensaio		
O inversor deve se desconectar por subfrequência em até 200 ms.		<b>C</b>			-		

### 5.1.1.7 Controle de potência ativa

O ensaio de controle de potência ativa é automatizado. Nesse ensaio o valor de frequência é variado nos pontos de: 60,00 Hz, 60,20 Hz, 60,50 Hz, 61,00 Hz, 61,50 Hz, 61,90 Hz, 60,20 Hz e 60,00 Hz. Simultaneamente é realizada leitura de frequência e P<sub>out</sub> para verificar o controle de potência ativa em sobrefrequência. Salienta-se que foi programado um temporizador para que sejam realizadas medidas com o intervalo de 30s conforme solicitado. O nível de potência ensaiado é 100% de P<sub>out</sub> e 50% de P<sub>out</sub>. A Tabela 56 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.1.

Tabela 56 – Resultado do ensaio de controle de potência ativa.

<b>Ensaio 8. Controle de potência ativa</b>							
<b>Nome do Inversor</b>		Inversor Y					
<b>Data do Ensaio</b>		-					
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
50	272,99	2,65	722,6	219,68	3,19	700,77	60,02
100	257,3	5,93	1525,7	222,22	6,65	1477,763	60,01
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Teste</b>	<b>Tempo (s)</b>	<b>Configuração: 100%</b>		<b>Configuração: 50%</b>			
		<b>Frequência (Hz)</b>	<b>Potência (W)</b>	<b>Frequência (Hz)</b>	<b>Potência (W)</b>		
1	-	59,99	1.464,40	59,98	692,80		
2	-	60,09	1.464,60	60,20	691,90		
3	-	60,33	1.466,40	60,49	694,40		
4	-	60,74	1.468,00	61,00	690,40		
5	-	61,24	1.280,70	61,48	622,90		
6	-	61,87	993,40	61,90	475,30		
7	30	60,13	737,40	60,10	360,60		
	60	60,10	655,50	60,10	301,35		
	90	60,10	655,70	60,09	301,49		
	120	60,10	656,80	60,11	301,79		
	150	60,10	655,50	60,10	301,63		
	180	60,11	655,50	60,09	300,86		
	210	60,10	656,20	60,09	301,92		
	240	60,10	655,30	60,10	301,66		
	270	60,10	656,00	60,10	301,29		
	300	60,10	656,30	60,10	301,05		
8	330	60,10	655,90	60,10	300,96		
	30	60,03	656,30	59,98	301,39		
	60	59,99	656,80	60,00	301,05		
	90	60,00	656,20	59,99	301,96		
	120	59,99	656,50	60,00	301,51		
	150	60,00	655,80	59,99	301,02		
	180	60,00	655,80	60,00	301,18		
	210	59,99	656,20	60,01	300,85		
	240	59,99	655,90	60,00	300,93		
	270	60,00	656,40	59,99	301,16		
	300	59,99	656,10	60,00	300,86		
	330	60,00	656,70	60,01	300,95		
	360	59,99	742,20	60,00	343,70		
	390	60,00	861,10	59,99	403,15		
	420	59,99	982,90	60,00	464,05		
	450	59,99	1.109,20	59,99	527,20		
480	59,99	1.227,70	59,99	586,45			
510	60,00	1.340,00	60,00	642,60			
540	60,00	1.463,20	60,00	704,20			
570	60,00	1.463,70	60,00	700,90			
600	59,99	1.460,80	60,00	702,80			

Análise dos resultados obtidos no ensaio								
Teste	Grandeza avaliada	Configuração: 100%			Configuração: 50%			
		Resultado crítico	Limite mínimo	Limite máximo	Resultado crítico	Limite mínimo	Limite máximo	
1-3	Potência (W)	1.466,40	1462,50	1537,50	694,40	731,25	768,75	
4	Potência (W)	1.468,00	1162,50	1237,50	690,40	581,25	618,75	
5	Potência (W)	1.280,70	862,50	937,50	622,90	431,25	468,75	
6	Potência (W)	993,40	592,50	667,50	475,30	296,25	333,75	
7	Potência (W)	737,40	592,50	667,50	360,60	296,25	333,75	
8	Potência (W)	656,30	592,50	667,50	301,39	296,25	333,75	
	Potência (W)	656,80	592,50	667,50	301,05	296,25	333,75	
	Potência (W)	656,20	592,50	667,50	301,96	296,25	333,75	
	Potência (W)	656,50	592,50	667,50	301,51	296,25	333,75	
	Potência (W)	655,80	592,50	667,50	301,02	296,25	333,75	
	Potência (W)	655,80	592,50	667,50	301,18	296,25	333,75	
	Potência (W)	656,20	592,50	667,50	300,85	296,25	333,75	
	Potência (W)	655,90	592,50	667,50	300,93	296,25	333,75	
	Potência (W)	656,40	592,50	667,50	301,16	296,25	333,75	
	Potência (W)	656,10	592,50	667,50	300,86	296,25	333,75	
		<b>Grandeza avaliada</b>	<b>Resultado crítico do ensaio</b>	<b>Potência Máxima para Sobrelevação de até 20%/min</b>		<b>Resultado crítico do ensaio</b>	<b>Potência Máxima para Sobrelevação de até 20%/min</b>	
		Potência (W)	656,70	731,25	768,75	300,95	365,63	384,38
		Potência (W)	742,20	877,50	922,50	343,70	438,75	461,25
		Potência (W)	861,10	1023,75	1076,25	403,15	511,88	538,13
		Potência (W)	982,90	1170,00	1230,00	464,05	585,00	615,00
		Potência (W)	1.109,20	1316,25	1383,75	527,20	658,13	691,88
		Potência (W)	1.227,70	1462,50	1537,50	586,45	731,25	768,75
		Potência (W)	1.340,00	1462,50	1537,50	642,60	731,25	768,75
		Potência (W)	1.463,20	1462,50	1537,50	704,20	731,25	768,75
		Potência (W)	1.463,70	1462,50	1537,50	700,90	731,25	768,75
	Potência (W)	1.460,80	1462,50	1537,50	702,80	731,25	768,75	
Parecer do ensaio								
Itens considerados				Situação	Observação relativa ao ensaio			
Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação: $\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] * R$				C	-			
O sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa 60 Hz $\pm$ 0,05 Hz, por no mínimo 300 s.				C	-			
O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de PM por minuto.				C	-			

### 5.1.1.8 Reconexão

O ensaio de reconexão é automatizado e realizado no final do ensaio de tensão de desconexão por sobretensão e subtensão, quando as condições nominais de tensão são restabelecidas. Nesse ensaio, o temporizador de medida de tempo de reconexão é disparado quando as condições de tensão retornam ao valor nominal. Este temporizador é parado quando o usuário informa que o ESE iniciou a injetar potência na fonte emuladora CA. O nível de potência ensaiado é 100% de  $P_{out}$  e 50% de  $P_{out}$ . A Tabela 57 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.3.

### 5.1.1.9 Religamento automático fora de fase

O ensaio de religamento automático fora de fase não é automatizado. Nesse ensaio as fontes são configuradas para que o inversor o inversor opere normalmente. Em um instante de tempo é realizado o degrau de fase de 90° e de 180° na fonte emuladora CA. A Tabela 58 apresenta o resultado do ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.7.

Tabela 57 – Resultado do ensaio de reconexão.

Ensaio 9. Reconexão							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	$V_{in}$ (V)	$I_{in}$ (A)	$P_{in}$ (W)	$V_{out}$ (V)	$I_{out}$ (A)	$P_{out}$ (W)	f (Hz)
100	261,39	5,95	1556,70	220,53	6,84	1510,00	59,99
100	260,57	5,95	1552,46	220,98	6,81	1505,89	60,01
Resultado obtido no ensaio							
Teste		Sobretensão			Subtensão		
Tensão (V)		220,53			220,98		
Frequência (Hz)		59,99			60,01		
Tempo de Reconexão (s)		45,00			49,00		
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Grandeza avaliada	Resultado crítico do ensaio		Limite mínimo aceitável <sup>1</sup>		Limite máximo aceitável <sup>1</sup>		
Tempo de Reconexão (s)	45,00		20,00		306,00		
<sup>1</sup> Segundo a ABNT NBR 16150:2013, se considera na análise de conformidade uma tolerância de $\pm 2\%$ .							
Parecer do ensaio							
Itens considerados			Situação	Observação relativa ao ensaio			
O sistema fotovoltaico deve retomar o fornecimento de energia à rede elétrica entre 20 s a 300 s após a retomada das condições normais da rede.			<b>C</b>	-			

Tabela 58 – Resultado do ensaio de religamento automático fora de fase.

Ensaio 10. Religamento automático fora de fase							
Nome do Inversor		Inversor Y					
Data do Ensaio		-					
Ponto de operação do ensaio							
Configuração	V <sub>in</sub> (V)	I <sub>in</sub> (A)	P <sub>in</sub> (W)	V <sub>out</sub> (V)	I <sub>out</sub> (A)	P <sub>out</sub> (W)	f (Hz)
Não se aplica.							
Resultado obtido no ensaio							
Teste	Corrente antes do degrau		Corrente depois do degrau		Tempo de reconexão (s)		
1	20,70		20,61		Sem desconexão		
Teste	Corrente antes do degrau		Corrente depois do degrau		Tempo de reconexão (s)		
2	20,67		20,54		Sem desconexão		
Análise dos resultados obtidos no ensaio							
Ponto avaliado		Fase em 90°			Fase em 180°		
Inversor suportou degrau de fase sem se danificar?		Sim			Sim		
Parecer do ensaio							
Itens considerados			Situação	Observação relativa ao ensaio			
O sistema fotovoltaico deve ser capaz de suportar religamento automático fora de fase nas condições de 90° e 180°.			<b>C</b>	-			

### 5.1.1.10 Ensaio de desconexão/reconexão do sistema fotovoltaico da rede

O ensaio de reconexão não é automatizado pois depende de software proprietário disponibilizado pelo fabricante para telecomando de desconexão e reconexão do ESE com a rede. A Tabela 59 apresenta o resultado do ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.3.

Tabela 59 – Resultado do ensaio de reconexão.

<b>Ensaio 13. Desconexão/Reconexão do sistema fotovoltaico da rede</b>							
<b>Nome do Inversor</b>		Inversor Y					
<b>Data do Ensaio</b>		-					
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
Não se aplica.							
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Teste</b>	<b>Potência antes do comando de desconexão (W)</b>	<b>Tempo de desconexão (s)<sup>1</sup></b>		<b>Tempo de reconexão (s)<sup>2</sup></b>		<b>Potência após comando de desconexão (W)</b>	
1	1501,09	1		1		1498,02	
<sup>1</sup> Tempo até zerar a potência de saída do inversor (desconexão efetiva).							
<sup>2</sup> Tempo até inversor retomar a condição de conectado à rede elétrica (não engloba tempo de reconexão)							
<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>							
<b>Pontos avaliados</b>				<b>Resultado do ensaio</b>			
Inversor se desconectou ao receber o telecomando para desconexão?				Sim			
Inversor reconectou ao receber o telecomando para reconexão?				Sim			
O tempo de desconexão foi inferior a 1 minuto?				Sim			
O tempo de reconexão foi inferior a 1 minuto?				Sim			
<b>Parecer do ensaio</b>							
<b>Itens considerados</b>				<b>Situação</b>	<b>Observação relativa ao ensaio</b>		
O sistema fotovoltaico deve ser capaz de desconectar-se da rede elétrica por meio de telecomandos.				<b>C</b>	-		
O sistema fotovoltaico deve ser capaz de reconectar-se da rede elétrica por meio de telecomandos.				<b>C</b>	-		
A desconexão deve ser realizada em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando.				<b>C</b>	-		
A reconexão deve ser realizada em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando.				<b>C</b>	-		

#### *5.1.1.11 Inversão de polaridade*

O ensaio de inversão de polaridade é automatizado. Nesse ensaio, o barramento do emulador FV é conectado invertido por 5 minutos e posteriormente da forma correta por mais 5 minutos. Esse ensaio visa avaliar se a conexão invertida danifica o ESE. O nível de potência ensaiado é 100% de  $P_{out}$ . A Tabela 60 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.5.1.

#### *5.1.1.12 Sobrecarga*

O ensaio de sobrecarga é automatizado. Nesse ensaio, o emulador FV é configurado com uma curva de 120% de  $P_{out}$  por 10 minutos. Posteriormente, o emulador FV é configurado com 100% de  $P_{out}$  por 5 minutos. Esse ensaio visa avaliar se a sobrecarga danifica o ESE. Os níveis de potência ensaiados são 120% de  $P_{out}$  e 100% de  $P_{out}$ . A Tabela 61 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.5.2.

#### *5.1.1.13 Anti-ilhamento*

O ensaio de anti-ilhamento tem por objetivo verificar se em eventual perda da rede elétrica, o inversor fotovoltaico se desconecta. Para tanto uma carga RCL em paralelo com a rede é configurada para drenar a mesma potência ativa produzida pelo inversor. Além disso são configurados capacitores e indutores para que a carga oscile em 60Hz, que modo que dificulte a identificação de ilha por parte do inversor. A Tabela 62 apresenta o resultado de ensaio e os limites de aprovação foram apresentados na Seção 2.3.2.2.2.



Tabela 60 – Resultado do ensaio de inversão de polaridade.

<b>Ensaio 15. Inversão de polaridade</b>							
<b>Nome do Inversor</b>		Inversor Y					
<b>Data do Ensaio</b>		-					
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
Ponto de operação presente no resultado do ensaio.							
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Teste</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>
<b>Conexão com polaridade invertida</b>							
1	1	-1,74	-6,67	11,80	218,71	0,17	-0,20
	2	-1,73	-6,67	11,80	221,37	0,17	-0,19
	3	-1,74	-6,67	11,80	221,41	0,17	37,39
	4	-1,73	-6,67	11,80	221,38	0,17	-0,20
	5	-1,73	-6,67	11,70	221,37	0,17	-0,20
<b>Conexão com polaridade correta</b>							
2	1	260,57	5,85	1.524,50	222,28	6,66	1.466,10
	2	256,26	5,94	1.523,30	222,31	6,65	1.464,50
	3	262,13	5,83	1.528,20	222,27	6,67	1.469,70
	4	260,57	5,85	1.524,50	222,28	6,66	1.466,10
	5	261,96	5,82	1.526,00	222,24	6,66	1.467,00
<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>							
<b>Pontos avaliados</b>				<b>Resultado do ensaio</b>			
O inversor operou por 5 minutos com polaridade invertida (Teste 1)?				Sim			
Após o Teste 1, o inversor operou por 5 minutos com polaridade correta (Teste 2)?				Sim			
Após o Teste 2, se verificou por inspeção visual que o inversor opera corretamente?				Sim			
<b>Parecer do ensaio</b>							
<b>Itens considerados</b>				<b>Situação</b>	<b>Observação relativa ao ensaio</b>		
O inversor operou 5 minutos com polaridade de entrada invertida e após 5 minutos com polaridade de entrada correta, sendo constatado, através de inspeção visual e da verificação do fluxo de potência para a rede, que o mesmo está operando de forma correta.				<b>C</b>	-		

Tabela 61 – Resultado do ensaio de sobrecarga.

<b>Ensaio 16. Sobrecarga</b>							
<b>Nome do Inversor</b>		Inversor Y					
<b>Data do Ensaio</b>		-					
<b>Ponto de operação do ensaio</b>							
<b>Configuração</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>	<b>f (Hz)</b>
Ponto de operação presente no resultado do ensaio.							
<b>Resultado obtido no ensaio</b>							
<b>Teste</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>V<sub>in</sub> (V)</b>	<b>I<sub>in</sub> (A)</b>	<b>P<sub>in</sub> (W)</b>	<b>V<sub>out</sub> (V)</b>	<b>I<sub>out</sub> (A)</b>	<b>P<sub>out</sub>(W)</b>
<b>Conexão com polaridade invertida</b>							
1	1	280,39	6,23	1.748,00	222,40	7,61	1.680,90
	2	280,67	6,22	1.745,50	222,40	7,60	1.679,60
	3	280,82	6,22	1.746,20	222,40	7,61	1.680,40
	4	280,71	6,22	1.746,10	222,42	7,61	1.680,40
	5	280,34	6,23	1.746,30	222,42	7,61	1.680,70
	6	280,16	6,23	1.746,50	222,35	7,61	1.679,70
	7	280,09	6,24	1.746,90	222,41	7,61	1.680,90
	8	280,31	6,23	1.747,10	222,39	7,61	1.680,90
	9	280,18	6,23	1.747,00	222,38	7,61	1.680,40
	10	280,51	6,23	1.746,70	222,40	7,61	1.680,50
<b>Conexão sem sobrecarga</b>							
2	1	261,99	5,82	1.525,50	222,25	6,65	1.465,20
	2	262,93	5,80	1.525,10	222,30	6,65	1.466,20
	3	262,52	5,81	1.526,70	222,28	6,66	1.467,50
	4	261,95	5,82	1.525,60	222,31	6,66	1.466,80
	5	262,43	5,81	1.525,40	222,27	6,66	1.466,10
<b>Análise dos resultados obtidos no ensaio</b>							
<b>Pontos avaliados</b>				<b>Resultado do ensaio</b>			
O inversor operou por 15 minutos em sobrecarga (Teste 1)?				Sim			
Após o Teste 1, o inversor operou por 5 minutos com potência nominal (Teste 2)?				Sim			
Após o Teste 2, se verificou por inspeção visual que o inversor opera corretamente?				Sim			
<b>Parecer do ensaio</b>							
<b>Itens considerados</b>			<b>Situação</b>	<b>Observação relativa ao ensaio</b>			
O inversor é avaliado se está operando de forma correta.			<b>C</b>	-			

Tabela 62 – Resultado do ensaio de anti-ilhamento

Ensaio 17. Anti-Ilhamento								
Nome do Inversor		Inversor Y						
Data do Ensaio		-						
Dados do inversor								
Grandeza		Limite mínimo			Limite máximo			
Faixa de tensão do SPMP (V)		125,00			400,00			
Tensão de entrada máxima (V)					450,00			
Potência de saída nominal (W)					1500,00			
Condições de Ensaio								
	Condição A		Condição B		Condição C			
	Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx
$P_{out}$ (W)	1500,00	1500,00	750,00	990,00	375,00	495,00		
$V_{cc}$ (V)	336,50	360,00	218,25	266,75	125,00	148,50		
Resultado obtido no ensaio								
Teste	$P_{out}$ (%)	$Q_{out}$ (%)	$P_{ca}$ (%)	$Q_{ca}$ (%)	$V_{cc}$ (V)	$P_{out}$ (W)	$Q_f$	Tempo de desconexão (ms)
1	99,20	99,20	0	0	350,01	1488,00	1,00	980,19
2	50,45	49,90	0	0	230,56	756,75	1,00	290,70
3	32,80	32,14	0	0	133,80	492,00	0,98	65,80
4	94,43	94,43	-5	-5	350,54	1416,45	1,00	1488,69
5	99,16	99,16	0	-5	350,67	1487,40	1,00	1022,97
6	99,61	99,61	+5	-5	350,62	1494,15	1,00	248,06
7	100,65	100,65	+5	0	350,46	1509,75	1,00	222,61
8	94,11	94,11	-5	0	350,28	1411,65	1,00	1524,60
9	94,60	94,60	-5	+5	350,62	1419,00	1,00	506,97
10	99,52	99,52	0	+5	350,67	1492,80	1,00	220,75
11	104,50	104,5	+5	+5	350,32	1567,50	1,00	1701,6
12	50,24	50,24	0	-5	231,87	753,60	1,00	64,64
13	50,42	50,42	0	-4	232,78	756,30	1,00	58,60
14	57,81	57,81	0	-3	231,87	867,15	1,00	159,20
15	50,00	50,00	0	-2	231,86	750,00	1,00	331,20
16	50,25	50,25	0	-1	230,67	753,75	1,00	223,91
17	50,06	50,06	0	+1	233,45	750,90	1,00	231,70
18	50,05	50,05	0	+2	232,83	750,75	1,00	309,26
19	50,31	50,31	0	+3	232,79	754,65	1,00	605,20
20	51,14	51,14	0	+4	230,54	767,10	1,00	98,604
21	50,41	50,41	0	+5	230,81	756,15	1,00	207,62
22	32,00	31,40	0	-5	132,90	480,00	0,98	52,25
23	32,80	32,10	0	-4	133,65	492,00	0,98	74,80
24	28,40	27,90	0	-3	132,87	426,00	0,98	73,12
25	32,70	32,10	0	-2	134,00	490,50	0,98	69,06
26	32,70	32,10	0	-1	133,76	490,50	0,98	77,60
27	32,90	32,20	0	+1	132,98	493,50	0,98	65,91
28	32,90	32,20	0	+2	132,56	493,50	0,98	98,06
29	32,50	31,80	0	+3	132,67	487,50	0,98	72,76
30	32,40	31,80	0	+4	132,45	486,00	0,98	58,60
31	32,50	31,80	0	+5	132,87	487,50	0,98	63,58

## 5.2 SUMÁRIO

Essa seção apresentou os ensaios experimentais que foram realizados para verificar o funcionamento da bancada de ensaios automatizados proposta. Para tanto um inversor foi ensaiado tal qual requerido pela portaria nº 357, sendo apresentados os resultados obtidos. Por questão de confidencialidade, os inversores não tiveram as a sua identificação apresentada.

## 6 CONCLUSÃO

Esse trabalho teve como objetivo desenvolver uma bancada de ensaio automatizado de inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Para tanto, primeiramente foi realizado um estudo das normas europeias e norte-americanas e brasileiras relacionadas ao assunto com intuito de avaliar o quão restritiva/permissiva é a norma brasileira. Logo, foi realizada uma comparação dos limites de operação, sendo esta a principal contribuição da dissertação.

A partir da comparação realizada entre as normas, pode-se observar que o requisito de fator de potência e injeção de potência reativa, contidos na norma brasileira pode resultar em restrições de hardware para algumas faixas de potência. Por exemplo, algumas topologias de inversores não isoladas que operam com chaves em baixa frequência, não conseguem sintetizar todos os níveis de tensão independentes da direção da corrente de saída. Especificamente com relação aos ensaios necessários para certificação de inversores, as normas ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116 e a Portaria nº 357 do INMETRO são detalhadamente avaliados.

Na sequência do trabalho foram avaliadas as restrições impostas à cada equipamento utilizado no ensaio de certificação de inversores fotovoltaicos. Para tanto foram avaliados a Portaria Nº 357 do INMETRO, e as normas ABNT NBR 16149 e ABNT NBR IEC 62116. Esses equipamentos contém diferentes requerimentos para os equipamentos envolvidos nos ensaios, sendo a mais restritiva entre essas considerada como base. Também foram apresentados os equipamentos empregados que atendem tais restrições (fonte emuladora CA, fonte emuladora FV, analisador de energia, osciloscópio e flickerímetro). Algumas limitações de operação foram solucionadas para permitir extrair maior potência de equipamentos (fonte emuladora FV), além disso, alguns equipamentos foram desenvolvidos (Impedância de rede e Carga RLC). Por fim, é apresentada a bancada de ensaios desenvolvida para integrar todos esses elementos e foi explicado seu modo de operação.

Por fim, foi desenvolvido um software para automação dos ensaios para acelerar o processo de configuração de fontes, aquisição de medidas e geração de relatório. Esse software foi avaliado com ensaios experimentais para validar o funcionamento da bancada de ensaios automatizados proposta. Para tanto, um inversor foi ensaiado tal qual requerido pela portaria nº 357 e os ensaios obtidos foram apresentados.

Como proposta para futuros trabalhos, propõe-se a extensão da bancada para ensaio de inversores fotovoltaicos trifásicos e híbridos.

As publicações correlatas ao trabalho a seguir foram realizadas durante o período de desenvolvimento dessa Dissertação:

- H. H. Figueira, C. Rech, L. Schuch, H. L. Hey and L. Michels, "Automated test platform for grid-connected PV inverter certification," *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, Fortaleza, 2015, pp. 1-6.
- H. H. Figueira, H. L. Hey, L. Schuch, C. Rech and L. Michels, "Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE," *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Buzios, 2015, pp. 1104-1109.
- L. Michels, H. H. Figueira, L. Schuch, C. Rech, C, H. L. Hey, "Standards and certification to photovoltaic solar energy in Brazil," *XXXV Seminário Nacional de Forjamento*, 2015, Porto Alegre - RS. Standards and certification to photovoltaic solar energy in Brazil, 2015.

## APÊNDICE A – CÓDIGO MATLAB DO PROGRAMA PARA GERAÇÃO DA CURVA FOTOVOLTAICA PARA O ENSAIO

```

% Script de obtenção de curva fotovoltaica a partir de Isc, Voc, Imp, Vmpp
clear all
clc

% Variáveis de entrada
Modulos=2; % Número de fonte emuladora FV Agilent
Porcent=1; % Valor percentual do nominal do ESE
Vmpp_max=550; % Valor máximo do SPMP do ESE
Vmpp_min=125; % Valor mínimo do SPMP do ESE
Pout_nom=4600; % Potência de saída nominal do ESE
Rend=0.95; % Rendimento estimado do ESE
Kisc=0.87; % Índice parametrizador da Isc
Kvoc=0.8; % Índice parametrizador da Vmp

% Rotina para gerar Voc, Vmp, Isc, Imp
Pout=Pout_nom*Porcent
Pin=Pout/Rend;
Vmpp=( (Vmpp_max-Vmpp_min)/2+Vmpp_min);
Voc=Vmpp/Kvoc;
Imp=(Pin/Vmpp)/Modulos;
Isc=Imp/Kisc;
comprimento_vetor=100; % Tamanho do vetor de pontos
Vsas_mpp=30; % Tensão do emulador em que ocorre o
% ponto de máxima potência do sistema.
Vsas_max=110; % Tensão máxima sintentizável pelo
% emulador fotovoltaico

% Curva Geral:
% Cálculos Das Constantes Do Arranjo Fotovoltaico:
modulos_serie=round(Voc/37);
celulas_modulo=60;
ns=celulas_modulo*modulos_serie;
if ns==0, ns=celulas_modulo; end;

Vt=0.02569; % Constante de Boltzman
F=@(x) [-Imp+Isc-(Vmpp+x(1)*(Imp-Isc))/x(2)-(Isc-(Voc-
Isc*x(1))/x(2))*exp((Vmpp+Imp*x(1)-Voc)/(ns*x(3)*Vt));
Imp-Vmpp*(1/x(2)+((Isc-(Voc-Isc*x(1))/x(2))*exp((Vmpp+Imp*x(1)-
Voc)/(ns*x(3)*Vt)))/(ns*x(3)*Vt))/(x(1)/x(2)+(x(1)*(Isc-(Voc-
Isc*x(1))/x(2))*exp((Vmpp+Imp*x(1)-Voc)/(ns*x(3)*Vt)))/(ns*x(3)*Vt)+1);
-1/x(2)+(1/x(2)+((Isc-(Voc-Isc*x(1))/x(2))*exp((Isc*x(1)-
Voc)/(ns*x(3)*Vt)))/(ns*x(3)*Vt))/(x(1)/x(2)+(x(1)*(Isc-(Voc-
Isc*x(1))/x(2))*exp((Isc*x(1)-Voc)/(ns*x(3)*Vt)))/(ns*x(3)*Vt)+1)];
x0=[0.01 1000 1.4]; % Chute inicial
x=x0';

for j=1:20 % Rotina para resolução do sistema de
% equações não-lineares
Dx1=x0(1)/50; Dx2 = x0(2)/50; Dx3 = x0(3)/50;
J=[(F([x0(1)+Dx1 x0(2) x0(3)])-F([x0(1) x0(2) x0(3)])))/Dx1 (F([x0(1)
x0(2)+Dx2 x0(3)])-F([x0(1) x0(2) x0(3)])))/Dx2 (F([x0(1) x0(2) x0(3)+Dx3])-
F([x0(1) x0(2) x0(3)])))/Dx3];
x1=x;
x=x - J^(-1)*F(x);
if(sum((x1-x).^2)<0.01) break;end % Para a rotina se a soma do
% quadrado dos erros menor do que 0.01

```

```

end

% Optimization Toolbox)
Rs=x(1); Rp=x(2); m=x(3); % Valores encontrados para Rs, Rp, m
clear celulas_modulo x0 x x1 J F Dx1 Dx2 Dx3;

% Obtenção Dos Pontos Da Curva:
i0=(Isc-Voc/Rp)*exp(-Voc/(ns*m*Vt));
v_vetor=linspace(0,Voc,comprimento_vetor);
i_vetor(1)=Isc;
for j=2:comprimento_vetor
    Fi=@(x)-x+Isc-i0*exp((v_vetor(j)+x*Rs)/(ns*m*Vt))+i0-
(v_vetor(j)+x*Rs)/Rp;
    i_vetor(j)=i_vetor(j-1);
    for k=1:20 % Rotina para encontrar zero da função
        Di=i_vetor(j)/100;
        J=(Fi(i_vetor(j)+Di)-Fi(i_vetor(j)))/Di;
        x1=i_vetor(j);
        i_vetor(j)=i_vetor(j)-J^(-1)*Fi(i_vetor(j));
        if(((i_vetor(j)-x1)^2)<0.0001) break; end
    end
end
end
CurvaVI=[v_vetor' i_vetor']; % Matriz de saída para Labview
clear Di Dx J k x1
clear i0 v_vetor i_vetor j Rs Rp m ns Vt modulos_serie Fi

% Curva Para Emulador Fotovoltaico Da Agilent
ksas=Vsas_mpp/Vsas_max;
Vdcmin=(Vmpp-Vsas_max*ksas);
Voc_max=(Vmpp+Vsas_max*(1-ksas)); % Tensão máxima de circuito aberto
CurvaVI_sas(:,1)=(CurvaVI(:,1)>Voc_max).*ones(comprimento_vetor,1)*Vsas_max
+(CurvaVI(:,1)<=Voc_max).*(CurvaVI(:,1)-Vdcmin*ones(comprimento_vetor,1));
CurvaVI_sas(:,1)=CurvaVI_sas(:,1).*(CurvaVI_sas(:,1)>=0);
CurvaVI_sas(:,2)=CurvaVI(:,2);
pos_zero=int8(max(find(CurvaVI_sas(:,1)==0)));
CurvaVI_sas(1:pos_zero,2)=ones(1:pos_zero,1)*CurvaVI(pos_zero+1,2);
CurvaVI_sas(1,1)=1e-6;
CurvaVI_sas_total = CurvaVI_sas;
CurvaVI_sas_total(:,1) = CurvaVI_sas(:,1)+Vdcmin*ones(comprimento_vetor,1);

figure(1)
plot(CurvaVI(:,1),CurvaVI(:,2),CurvaVI_sas_total(:,1),CurvaVI_sas_total(:,2)
),Vmpp,Imp, '* ', [Vdcmin Vdcmin],[0 Isc]);
legend('Curva original','Curva total sintetizada','Ponto de máxima
potência','Tensão CC da fonte','Location','SouthWest');
title('Curvas fotovoltaicas para emulador Agilent E4360A')
xlabel('Tensão (V)');
ylabel('Corrente (A)');
CurvaVI_sas=CurvaVI_sas(pos_zero:comprimento_vetor,:);
indice_MPP=find(CurvaVI_sas(:,1).*CurvaVI_sas(:,2)==max(CurvaVI_sas(:,1).*C
urvaVI_sas(:,2)),1);
clear Voc_max ksas pos_zero
display(sprintf('Tensão da fonte CC: %.1f V',Vdcmin));
display('Curva para emulador está na variável "CurvaVI_sas"');
csvwrite('CurvaVI_sas.csv',CurvaVI_sas);
display(sprintf('Tensão de máxima potência do SAS: %f\nEssa tensão não pode
ultrapassar 100 V. Reduza Vsas_mpp caso
necessário.',CurvaVI_sas(indice_MPP,1)));
figure(2)
plot(CurvaVI_sas(:,1),CurvaVI_sas(:,2));

```



## APÊNDICE B – OBTENÇÃO DOS PONTOS $V_{oc}$ E $I_{sc}$ PARA A CURVA DE EMULAÇÃO FOTOVOLTAICA

A tensão de máxima potência padrão é definida como tensão central da faixa de valores de SPMP que o equipamento pode operar. Esse valor é dado por:

$$V_{spmp} = V_{spmp \min} + \frac{V_{spmp \max} - V_{spmp \min}}{2} \quad (2)$$

Entretanto, alguns ensaios requerem que se escolha a menor tensão da faixa de SPMP que fornece certo nível de potência na saída. Um exemplo disso é o ensaio de distorção harmônica de corrente.. Neste caso, emprega-se a seguinte equação:

$$\begin{aligned} &V_{next} = V_{spmp \min} \\ &\text{if} \left( \frac{\frac{P_{out}}{\eta}}{V_{next}} < \text{lin max} \right) \rightarrow V_{spmp} = V_{next} \\ &\text{else} (V_{next} = V + 0,01) \end{aligned} \quad (3)$$

onde  $\eta$  é o rendimento estimado para o ponto de operação para cálculo da potência de entrada necessária  $P_{in}$ . A corrente de máxima potência ( $I_{spmp}$ ) é dada por:

$$I_{spmp} = \frac{\frac{P_{out}}{\eta}}{V_{spmp}} \quad (4)$$

Dessa forma, o ponto de SPMP é um ponto sob a curva  $V \times I$ . Além disso, o usuário pode alterar os valores de  $K_{V_{oc}}$  para definir o ponto de tensão de circuito aberto por:

$$V_{oc} = \frac{V_{spmp}}{K_{V_{oc}}} \quad (5)$$

e alterar  $K_{I_{sc}}$  para definir a ponto da corrente de curto-circuito:

$$I_{sc} = \frac{I_{spmp}}{K_{I_{sc}}} \quad (6)$$



**APÊNDICE C – PROGRAMA EM AMBIENTE LABVIEW CONSTRUIDO**

Esse apêndice contempla o software construído para automação dos ensaios. Para escanear os equipamentos aciona-se a estrutura de eventos da Figura 47, a qual dispara a máquina de estados apresentada na Figura 48. As Figura 49 até Figura 53 apresentam os estados. Para traçar a curva fotovoltaica aciona-se a estrutura de eventos da Figura 54, a qual dispara a máquina de estados apresentada na Figura 55. As Figura 56 e Figura 57 apresentam os estados. Para configurar os equipamentos da bancada de ensaios aciona-se a estrutura de eventos da Figura 58, a qual dispara a máquina de estados apresentada na Figura 59. As Figura 60 e Figura 64 apresentam os estados.

Figura 47 – Estrutura de eventos que inicia máquina de estados para escanear equipamentos.

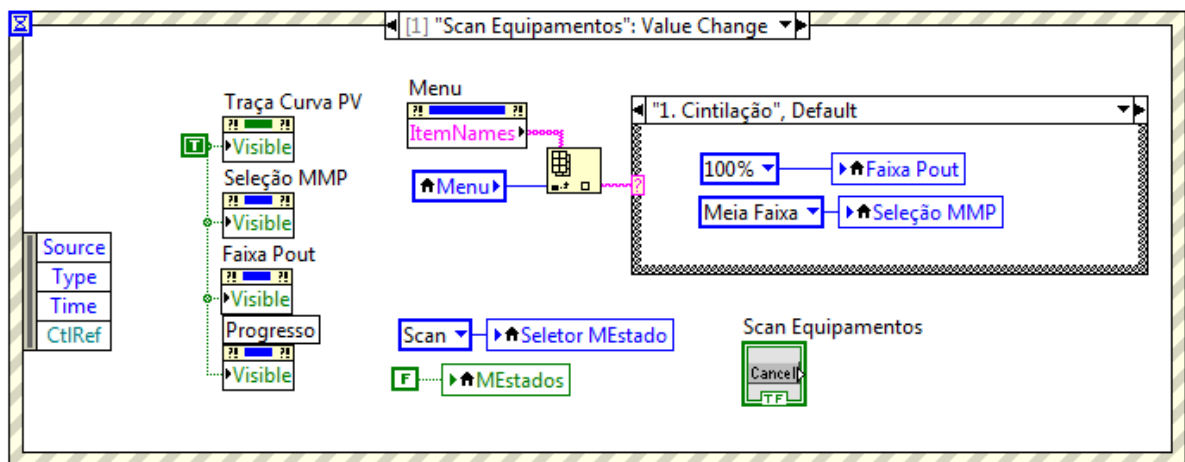


Figura 48 – Máquina de estados para escanear equipamentos.

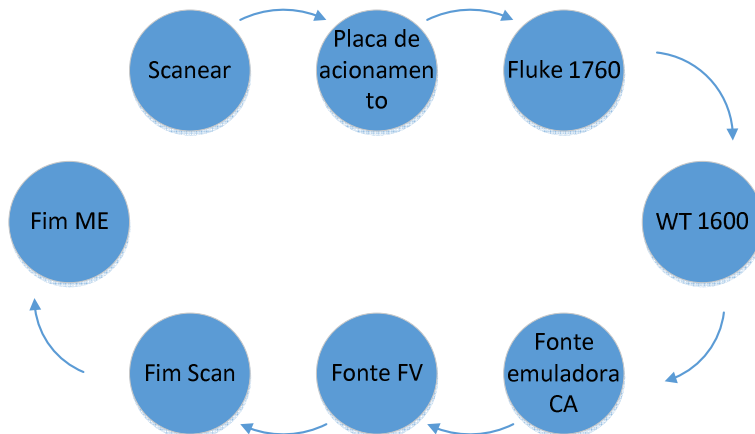


Figura 49 – Verifica plana de acionamento da National.

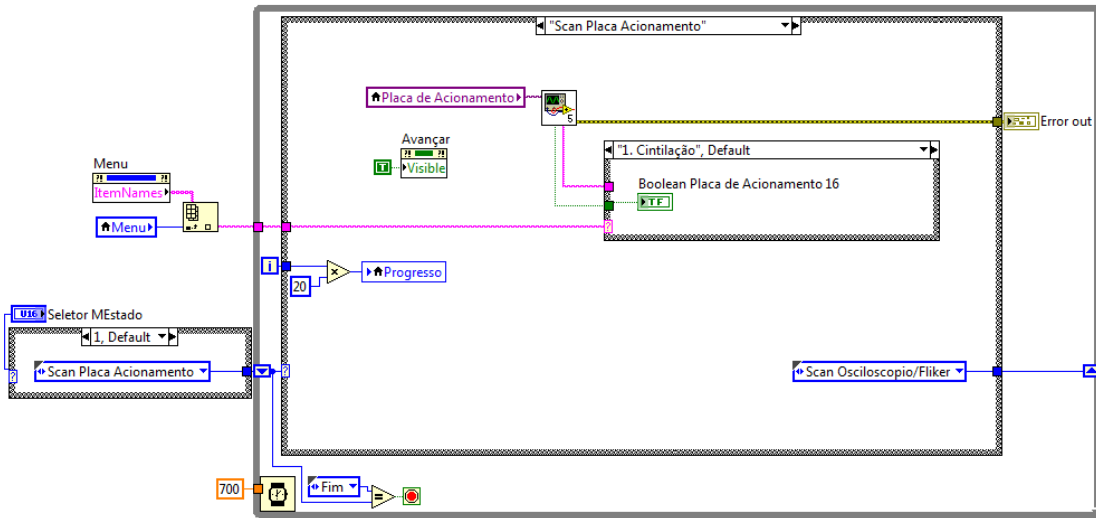


Figura 50 – Verifica osciloscópio.

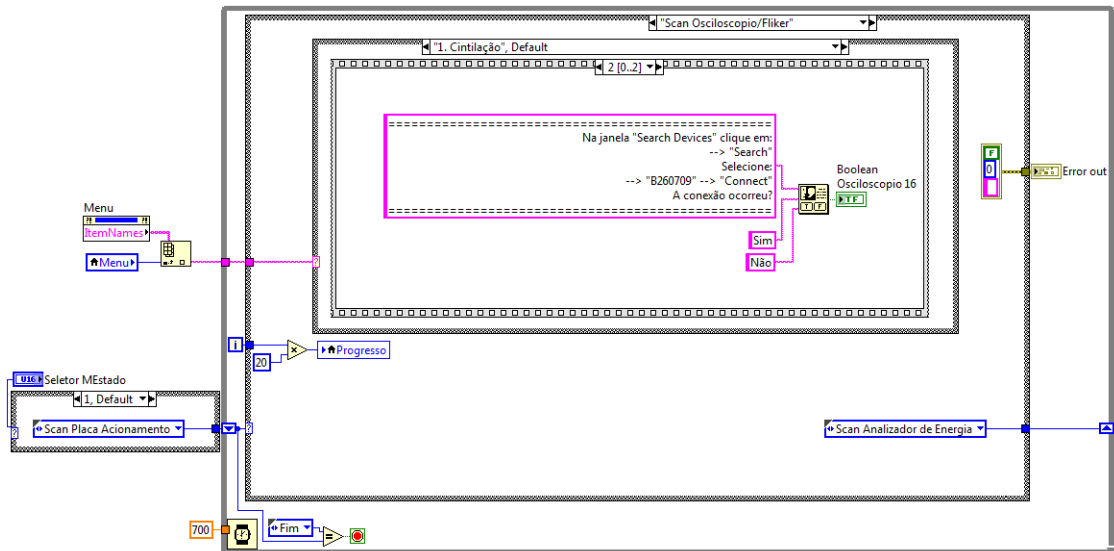


Figura 51 – Verifica analisador de energia.

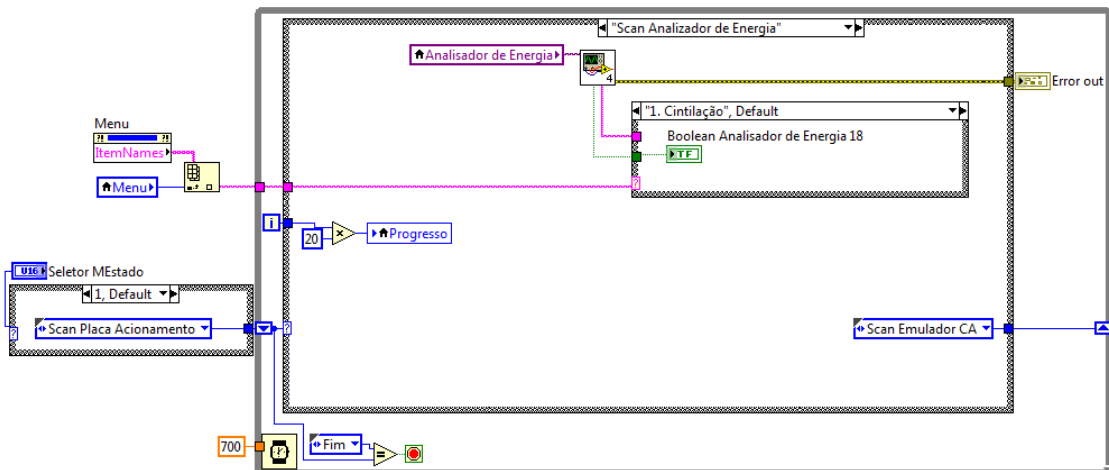


Figura 52 – Verifica emulador CA.

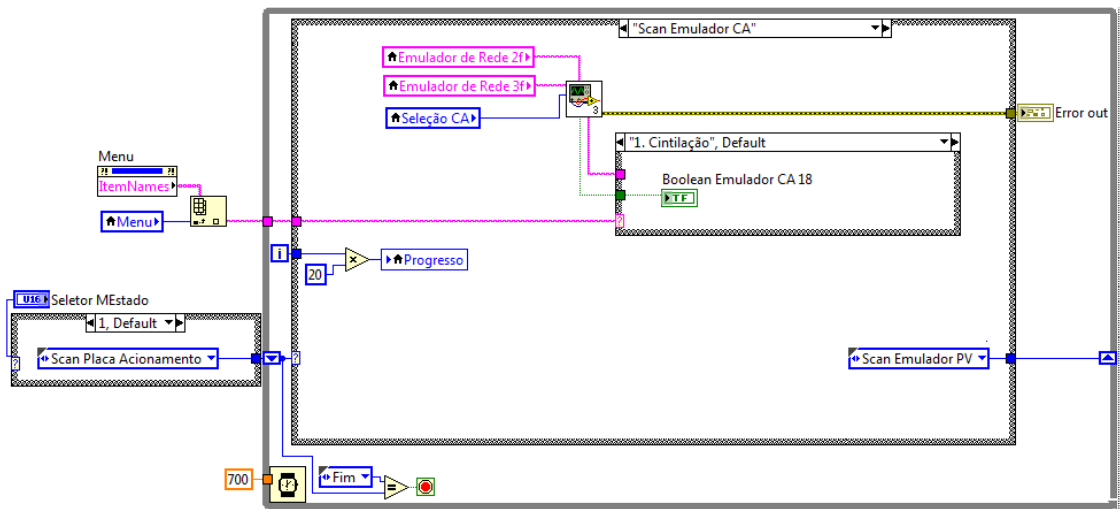


Figura 53 – Verifica emulador FV

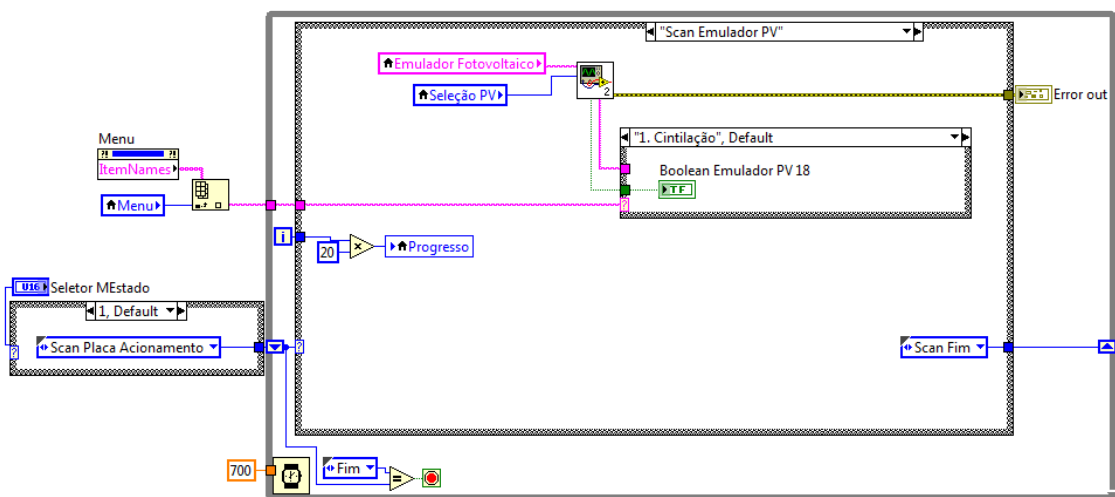


Figura 54 – Estrutura de eventos que inicia máquina de estados para traças a curva fotovoltaica.

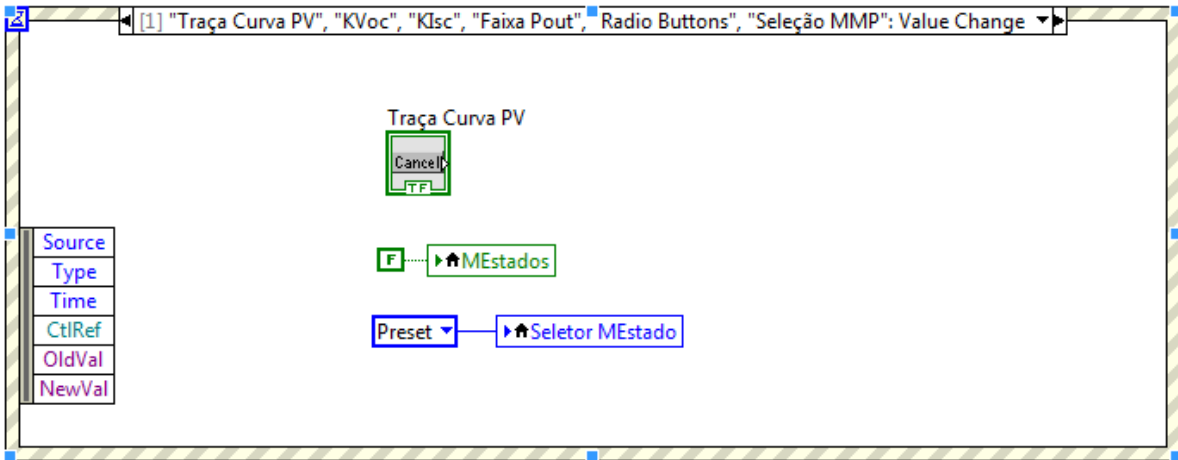


Figura 55 – Máquina de estados para gerar a curva fotovoltaica.

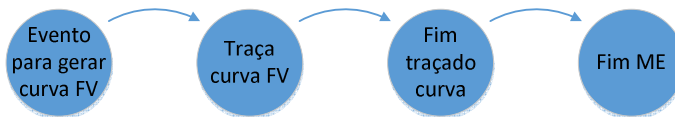


Figura 56 – Gera a curva fotovoltaica utilizando script do Matlab.

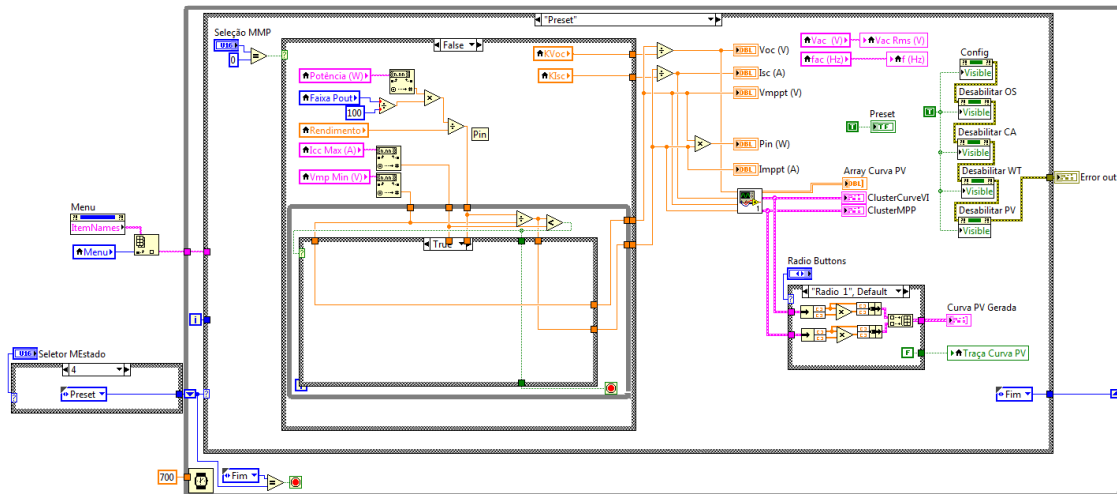


Figura 57 – Gera a curva fotovoltaica utilizando script do Matlab.

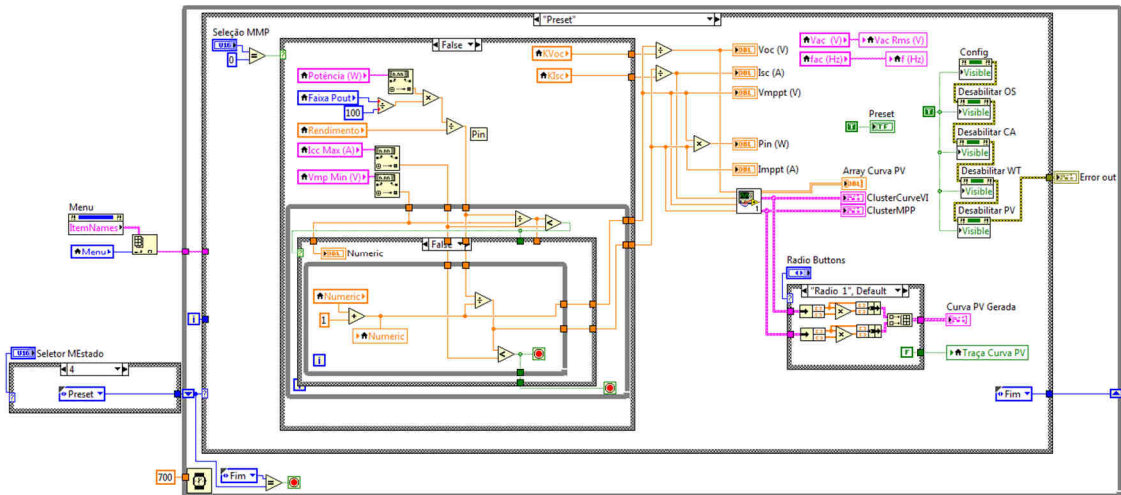


Figura 58 – Estrutura de eventos que inicia máquina de estados para configuração da bancada para um ensaio.

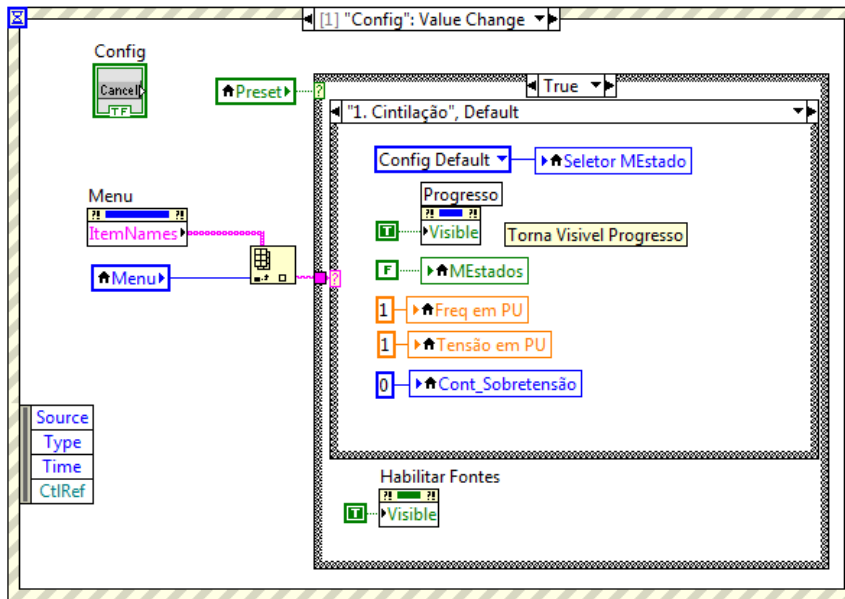


Figura 59 – Máquina de estados para configuração da bancada.

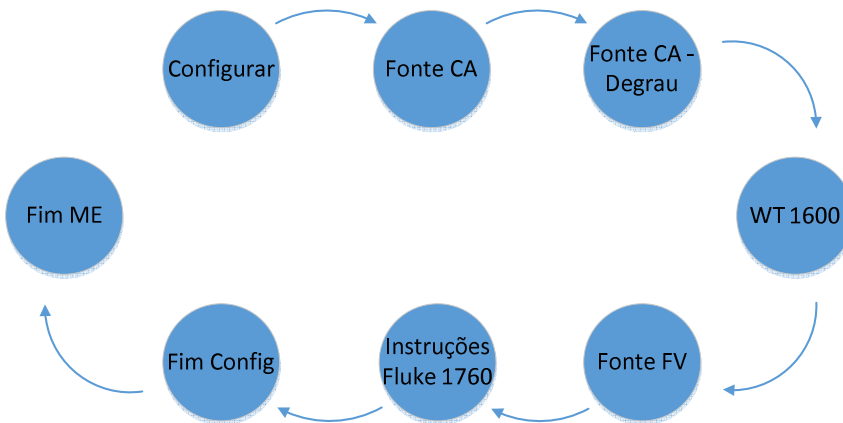


Figura 60 – Fonte emuladora CA, padrão.

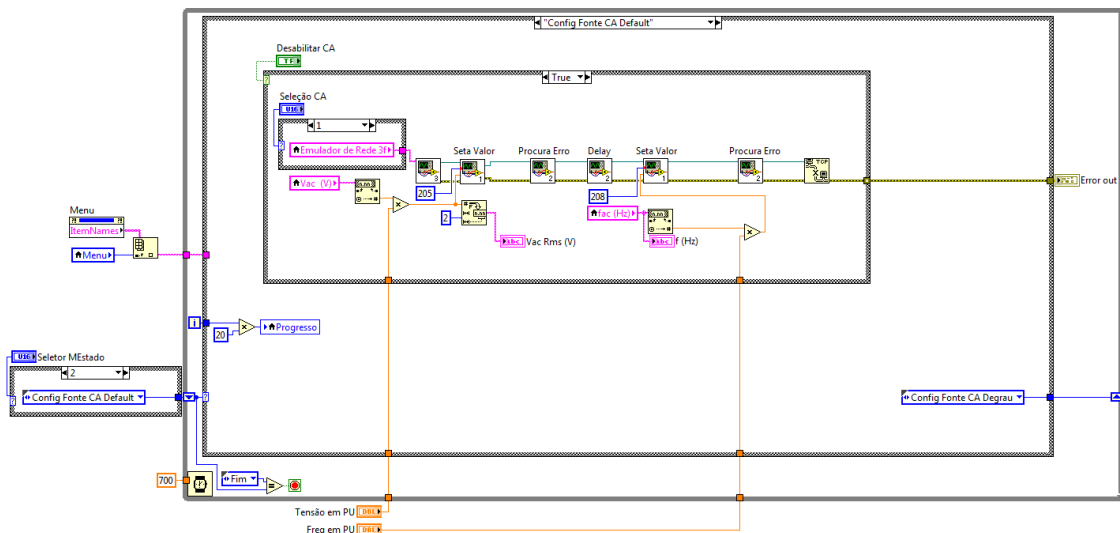




Figura 61 – Fonte emuladora CA, degrau.

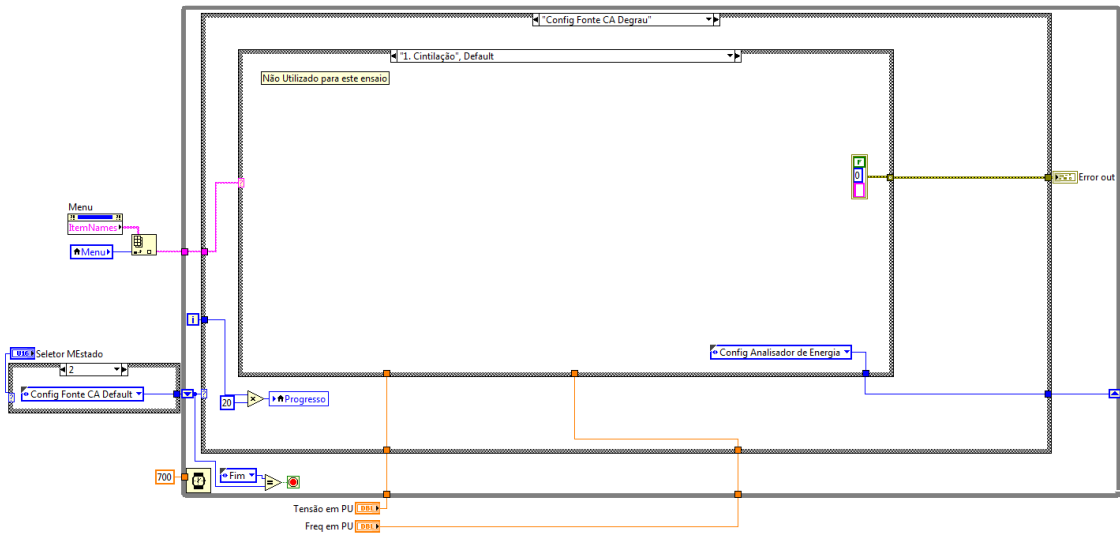


Figura 62 – Analisador de energia

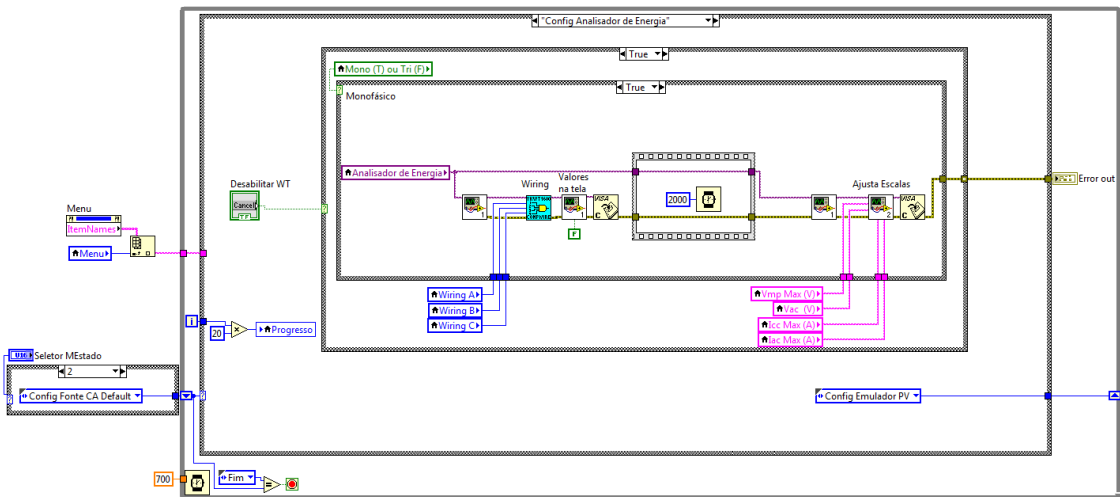


Figura 63 – Fonte emuladora FV.

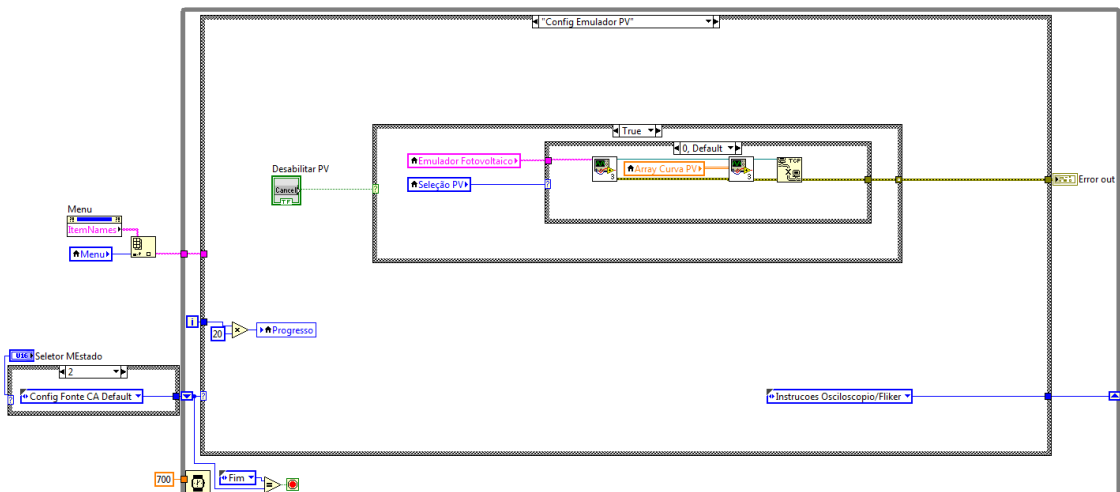
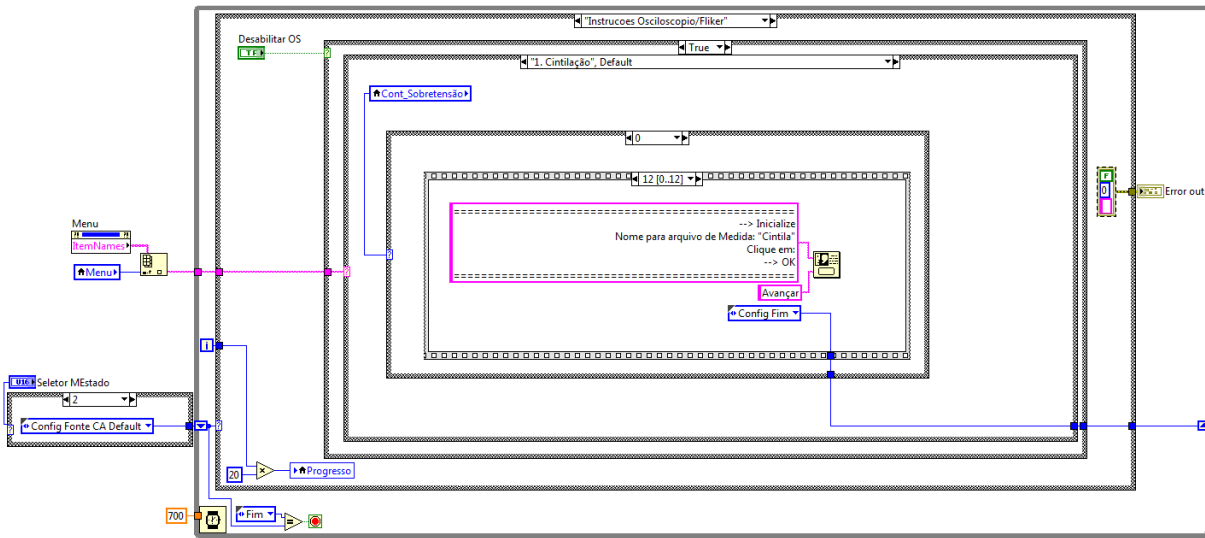


Figura 64 – Osciloscópio.



## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica** Rio de Janeiro, Brasil, 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída amplia número de conexões em 2015.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=9044&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=90)>. Acesso em: 23 fev. 2016.
- ALVIM, C. F. **Energia Final e Equivalente - Procedimento Simplificado de Conversão.** Disponível em: <<http://ecen.com/eee18/enerequi.htm>>. Acesso em: 10 dez. 2015.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica** Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição** Rio de Janeiro, Brasil, 2013a.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade** Rio de Janeiro, Brasil, 2013b.
- BOEMER, J. C. et al. Overview of German Grid Issues and Retrofit of Photovoltaic Power Plants in Germany for the Prevention of Frequency Stability Problems in Abnormal System Conditions of the ENTSO-E Region Continental Europe. **1st International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems**, v. 25, n. 9, p. 6, 2011.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. **Recommendations for Updating the Technical Requirements for Inverters in Distributed Energy Resources** San Francisco, 2014. Disponível em: <[http://www.energy.ca.gov/electricity\\_analysis/rule21/documents/recommendations\\_and\\_test\\_plan\\_documents/Recommendations\\_for\\_updating\\_Technical\\_Requirements\\_for\\_Inverters\\_in\\_DER\\_2014-02-07-CPUC.pdf](http://www.energy.ca.gov/electricity_analysis/rule21/documents/recommendations_and_test_plan_documents/Recommendations_for_updating_Technical_Requirements_for_Inverters_in_DER_2014-02-07-CPUC.pdf)>
- CRACIUN, B.-I. et al. Overview of recent Grid Codes for PV power integration. **2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)**, p. 959–965, 2012.
- DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG. **VDE AR N 4105: Power generation systems connected to the low-voltage distribution network**, 2011.
- DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG. **DIN VDE V 0126 1 1: Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid**, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **6º Leilão de Energia de Reserva de 2014: Visão Geral.** Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões\\_2014/NT\\_EPE-DEE-NT-150\\_2014.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilões_2014/NT_EPE-DEE-NT-150_2014.pdf)>.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **1º Leilão de Energia de Reserva de 2015: Visão Geral.** Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilão de Reserva \(2015\)/NT\\_EPE-DEE-NT-127\\_2015-r0\\_completo.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilão de Reserva (2015)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf)>.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **2º Leilão de Energia de Reserva 2015: Nota para Empresa.** Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilão de Reserva \(2015\)/Release 2º LER 2015.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leilão de Reserva (2015)/Release 2º LER 2015.pdf)>.
- EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSOE). **Implementation Guideline for Network Code: Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. ENTSOE Standards**, n. October, 2013.
- FIGUEIRA, H. H. et al. **Brazilian Grid-Connected Photovoltaic Inverters Standards: A Comparison with IEC and IEEE.** p. 1–6, 2013.
- FIGUEIRA, H. H. et al. **Automated Test Platform for Grid-Connected Pv Inverter Certification. Brazilian Power Electronics Conference – COBEP**, p. 0–5, 2015.
- FÜRST, M.; AG, E. T. **Das 50,2Hz-Problem.** Berlin: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.vde.com/en/fnn/pages/50-2-hz.aspx>>.

- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std. 1547:IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**New York, 2003.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std. 1547.1:IEEE Standard Conformance Test Procedure for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**New York, 2005.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1547a:IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1**New York, 2014.
- INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Resolução Normativa Nº 482**, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>
- INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Portaria N.º 357**Rio de Janeiro, Brasil, 2014.
- INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Portaria N.º 118**Rio de Janeiro, Brasil, 2015.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC Std. 61727: Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface**Geneva, Switzerland, 2004. Disponível em: <<http://cdsweb.cern.ch/record/1227824>>
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC Std. 60725: Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current k 75 A per phase**Geneva, Switzerland, 2005.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC Std. 61000 4 15: IEC Standard Electromagnetic compatibility (EMC): Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications**Geneva, Switzerland, 2010.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC Std. 62116: Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures**Geneva, Switzerland, 2014.
- SOMANI, P. Design of HERIC Configuration Based Grid Connected Single Phase Transformer less Photovoltaic Inverter. **International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)**, p. 5, 2016.
- TIBA, C. Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres. **Atlas Solarimétrico do Brasil**, v. 1, p. 111, 2000.
- TIOMNO TOLMASQUIN, M. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.].
- TOLMASQUIM, M. T. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.].
- TOLMASQUIM, M. T. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.].
- TROESTER, E. New German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid. **2nd International workshop on concentrating photovoltaic power plants: optical design, production, grid connection**, p. 9–10, 2009.
- UNDERWRITERS LABORATORIES. **Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources**Illinois, [s.d.].
- VAN DER HOEVEN, M. **Co2 Emissions from Fuel Combustion: Highlights**. Paris, França: [s.n.].
- ZERVOS, A. **Renewables 2015: Global Status Report**. Paris, França: [s.n.].