UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

AIMÉ FLEURY DE CARVALHO PINTO NETO

QUALIFICAÇÃO E ETIQUETAGEM DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

SÃO PAULO
2012

AIMÉ FLEURY DE CARVALHO PINTO NETO

QUALIFICAÇÃO E ETIQUETAGEM DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia e Instituto de Física), como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

VERSÃO CORRIGIDA

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Testes e Dissertações da USP)

São Paulo

2012

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Pinto Neto, Aimé Fleury de Carvalho

Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede / Aimé Pinto; orientador Roberto Zilles – São Paulo, 2012.
141 f.: il.: 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Inversores 2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica 3. Qualificação e Etiquetagem

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

AIMÉ FLEURY DE CARVALHO PINTO NETO

"Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede"

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Ricardo Rüther – UFSC

Prof. Dr.-Ing João Tavares Pinho

DEDICATÓRIA

À memória de minhas avós Adoêmia e Maria de Nazaré por sempre me incentivarem e à memória de meu avô Antônio por sua grande participação na minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter me dado forças durante todos os momentos de minha vida e ter iluminado meu caminho.

Aos meus pais, João e Rosa, por terem me educado e ensinado a sempre lutar pelos meus objetivos.

À minha namorada, Rafaella, por todo o seu apoio e pela sua presença proporcionando carinho e amor.

Aos meus avós, que apesar de não estarem mais presentes, sempre me incentivaram e foram meus exemplos de força e perseverança.

À minha tia Cristina, por ter cuidado de mim como uma mãe.

Aos meus sobrinhos, pelos momentos de felicidade e pela compreensão da minha ausência.

Aos demais membros da minha família.

Ao meu orientador, Prof. Zilles, pela paciência, orientação, amizade, oportunidades oferecidas e conhecimentos compartilhados.

Aos meus amigos, por participarem de minha caminhada e de muitos momentos importantes.

Aos meus colegas de sala e aos membros do LSF.

Ao Joaquim, por ser um “paizão” e sempre estar disponível para ajudar.

Aos membros da empresa PHB Eletrônica, por toda assistência prestada e aos equipamentos e espaço cedidos.

À comissão de estudo CE-03:082.01 – Sistemas de Conversão Fotovoltaica de Energia Solar, pela experiência compartilhada.

Ao Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri pela acolhida e pela experiência proporcionada.

À Universidade de São Paulo, por ter me proporcionado o ambiente de estudo excelente.

RESUMO

Pinto Neto, A. F. C. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2012. 141 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para a etiquetagem e qualificação de inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, com finalidade de servir de proposta de procedimento para inclusão no Regulamento de Avaliação de Conformidade de Equipamentos e Sistemas Fotovoltaicos do Programa Brasileiro de Etiquetagem. O procedimento desenvolvido avalia os inversores quanto à eficiência, qualidade de energia, proteções e informações operacionais e de instalação.

Palavras-chave: Inversores, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Qualificação, Etiquetagem, Energia Solar.

ABSTRACT

Pinto Neto, A. F. C. **Qualifying and Labeling of Inverters for Grid-Connected Photovoltaic Systems.** 2012. 141 p. Master's Dissertation. Post-Graduate Program in Energy. University of São Paulo. São Paulo, 2012.

This work presents the development of a methodology for qualification and labeling of inverters for grid-connected photovoltaic systems, aiming serving as procedural proposal for inclusion in the Conformity Assessment Rules of Equipments and Photovoltaic Systems of the Brazilian Labeling Program. The developed procedure evaluates the inverters efficiency, power quality, protections and operational and installation information.

Keywords: Inverters, Grid-Connected Photovoltaic Systems, Qualifying, Labeling, Solar Energy.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Potencial de utilização das fontes de energia primária. 16
Figura 2 – Capacidade fotovoltaica instalada acumulada no mundo (EPIA, 2012). 17
Figura 3 – Potência fotovoltaica instalada acumulada até 2011 (EPIA, 2012). 17
Figura 4 – Potência fotovoltaica acumulada com sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. 18
Figura 5 – Potencial de utilização das fontes de energia primária no Brasil. 18
Figura 1.1 – Transitório impulsivo. 23
Figura 1.2 – Transitório oscilatório. 23
Figura 1.3 – Afundamento de tensão. 24
Figura 1.4 – Elevação de tensão. 25
Figura 1.5 – Interrupção. 25
Figura 1.6 – Onda distorcida juntamente com suas componentes harmônicas e fundamental. 26
Figura 1.7 – Espectro de frequência da corrente de uma lâmpada LED. 27
Figura 1.8 – Exemplo de forma de onda com corte de tensão. 28
Figura 1.9 – Exemplo de sinal com ruído. 29
Figura 1.10 – Onda senoidal com componente contínua. 29
Figura 1.11 – Sinal com flutuação de tensão. 30
Figura 2.1 – Circuito básico de um inversor comutado pela rede. Adaptado de Calais et al.(2002) 38
Figura 2.2 – Circuito básico de um inversor autocomutado. Adaptado de Calais et al.(2002). 38
Figura 2.3 – Inversor com topologia tipo central. 39
Figura 2.4 – Inversor com topologia tipo série. 40
Figura 2.5 – Inversor com topologia tipo multisérie. 41
Figura 2.6 – Inversor com topologia tipo módulo c.a. 41
Figura 2.7 – Inversor com transformador de baixa frequência. 42
Figura 2.8 – Inversor com transformador de alta frequência. 42
Figura 2.9 – Inversor sem transformador. 43
Figura 2.10 – Algoritmo do SPMP utilizado no método da tensão de circuito aberto. 45
Figura 2.11 – Algoritmo do SPMP utilizado no método de corrente de curto-circuito. 45
Figura 2.12 – Seguimento do PMP utilizando o método de P&O. 46
Figura 2.13 – Algoritmo do SPMP utilizado no método de incremento da condutância. 47
Figura 2.14 – Circuito genérico de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. 50
Figura 2.15 – Plano representativo de uma zona escura de detecção. 50
Figura 2.16 – Zona escura de detecção de ilhamento para o método de sobre/sub tensão e frequência. 52
Figura 2.17 – Detecção de salto no ângulo de fase. 53
Figura 2.18 – Exemplo de forma de onda utilizada para implementar o método de deslocamento da frequência. Uma senóide pura é colocada para a comparação com a forma de onda de corrente distorcida. 56
Figura 3.1 – Ilustração dos pontos de uma curva genérica de eficiência x carregamento utilizados no cálculo da eficiência europeia. 59
Figura 3.2 – Participação na irradiação anual por faixa de irradiância para as regiões brasileiras e para a média nacional. 63
Figura 3.3 – Distribuição de frequência da irradiância e participação na irradiação anual para a média nacional por faixas. 63

Figura 3.4 – Ilustração dos pontos de uma curva genérica de eficiência x carregamento utilizados no cálculo da Eficiência Brasileira. 65
Figura 3.5 – Curva de eficiência de conversão utilizada no exemplo. 66
Figura 3.6 – Curva da eficiência de SPMP utilizada no exemplo. 66
Figura 4.1 – Circuito de ensaio de ilhamento da norma IEEE 929. 72
Figura 4.2 – Circuito de ensaio de desempenho das medidas de prevenção ao ilhamento da norma IEC. 77
Figura 4.3 – Representação gráfica dos valores propostos de referência de sobre/sub tensão e tempo máximo de desconexão através de regiões operacionais permitidas e não permitidas. 88
Figura 4.4 – Selo do Programa Brasileiro de Etiquetagem de inversores para SFCR. 90
Figura 5.1 – Bancada de exemplo para o procedimento de ensaio. 94
Figura 5.2 – Placa de exemplo para um inversor de conexão à rede. 95
Figura 5.3 – Diagrama de ligações para o ensaio de inversão de polaridade do gerador FV… 97
Figura 5.4 – Diagrama de ligações para o ensaio de sobrecarga. 98
Figura 5.5 – Diagrama de ligações para o ensaio de sobre/sub tensão. 100
Figura 5.6 – Representação gráfica do tempo de desconexão. 101
Figura 5.7 – Representação gráfica do tempo de resposta à condições anormais de frequência. 103
Figura 5.8 – Diagrama de ligações para o ensaio de reconexão. 104
Figura 5.9 – Diagrama de ligações para o ensaio de ilhamento. 106
Figura 5.10 – Tempo de operação em ilha ti. 107
Figura 5.11 – Diagrama de ligações para o ensaio de Qualidade de Energia Elétrica. 109
Figura 5.12 – Diagrama de ligações para o ensaio de Eficiência Brasileira. 110
Figura 5.13 – Sequência sugerida para a realização dos ensaios de inversor para SFCR. 112
Figura 6.1 – Bancada de testes utilizada nos ensaios a) e b). 114
Figura 6.2 – Placa do inversor A. 114
Figura 6.3 – Tensão no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (sobretensão), amostras de 5 em 5 milissegundos. 116
Figura 6.4 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (sobretensão), amostras de 5 em 5 milissegundos. 116
Figura 6.5 – Tensão no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (subtensão), amostras de 5 em 5 milissegundos. 116
Figura 6.6 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (subtensão), amostras de 5 em 5 milissegundos. 117
Figura 6.7 – Frequência no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (sobrefrequência), amostras de 30 em 30 milissegundos. 118
Figura 6.8 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (sobrefrequência), amostras de 5 em 5 milissegundos. 118
Figura 6.9 – Frequência no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (subfrequência), amostras de 35 em 35 milissegundos. 118
Figura 6.10 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (subfrequência). 119
Figura 6.11 – Planilha 1 de ensaio do inversor A. 120
Figura 6.12 – Planilha 2 de ensaio do inversor A. 121
Figura 6.13 – Planilha 3 de ensaio do inversor A. 122
Figura 6.14 – Realização do ensaio do inversor A. 123
Figura 6.15 – Curvas de Fator de Potência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B. 124

Figura 6.16 – Curvas de DHTi x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B.....125
Figura 6.17 – Curvas de injeção de componente contínua (Ic.c.) x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B. 125
Figura 6.18 – Curvas de Fator de Potência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C. 125
Figura 6.19 – Curvas de DHTi x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C.....126
Figura 6.20 – Curvas de injeção de componente contínua (Ic.c.) x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C. 126
Figura 6.21 – Curvas de eficiência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B.....127
Figura 6.22 – Curvas de eficiência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C.....127
Figura 6.23 – Etiqueta de qualificação dos inversores B (a) e C (b). 128
Figura 6.24 – Planilha 2 de ensaio do inversor B. 128
Figura 6.25 – Planilha 1 de ensaio do inversor B. 129
Figura 6.26 – Planilha 1 de ensaio do inversor C. 130
Figura 6.27 – Planilha 2 de ensaio do inversor C. 131

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 – Quadro resumo dos fenômenos relacionados à QEE. Adaptado de Deckmann e Pomilio (2010). 31
Tabela 2.1 – Vantagens e desvantagens da utilização de transformador em inversores. 43
Tabela 2.2 – Comparação entre os métodos de SPMP. 48
Tabela 3.1 – Coeficiente de ponderação da Eficiência Brasileira. 65
Tabela 4.1 – Valores de referência presentes na norma IEEE 929. 71
Tabela 4.2 – Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão. 71
Tabela 4.3 – Valores de referência presentes na norma IEEE 1547. 72
Tabela 4.4 – Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão. 73
Tabela 4.5 – Valores de referência presentes na norma DIN V VDE 0126-1-1. 74
Tabela 4.6 – Variações máximas da corrente diferencial-residual. 75
Tabela 4.7 – Valores de referência presentes na norma IEC 61727. 76
Tabela 4.8 – Tempo máximo de operação fora da faixa normal de tensão. 76
Tabela 4.9 – Valores de referência presentes na norma ANEEL PRODIST. 79
Tabela 4.10 – Tempo máximo de operação fora da faixa normal de frequência. 80
Tabela 4.11 – Comparação entre as normas de referência. 81
Tabela 4.12 – Normas de referência utilizadas pelas normas da Tabela 4.11. 81
Tabela 4.13 – Requerimentos acerca dos inversores de SFCR por país. Adaptado de IEA (1998). 82
Tabela 4.14 – Valores de referência propostos para operação em diversas faixas de tensão da rede. 88
Tabela 4.15 – Qualificação dos inversores segundo a Eficiência Brasileira. 90
Tabela 5.1 – Precisão das medidas dos parâmetros qualidade de energia elétrica. Fonte IEC (2009). 92
Tabela 5.2 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico. 93
Tabela 5.3 – Especificação do simulador de rede c.a. 94
Tabela 5.4 – Valores limites de tensão e tempo máximo de desconexão do inversor para distúrbios de tensão. 102
Tabela 5.5 – Valores limites de frequência e tempo máximo de desconexão do inversor para distúrbios de frequência. 104
Tabela 5.6 – Condições de ensaio. 105
Tabela 5.7 – Valores de desbalanceamento da carga para o ensaio de ilhamento na condição de ensaio A (PINV = 100 %). 107
Tabela 5.8 – Valores de desbalanceamento da carga para o ensaio de ilhamento nas condições B e C de ensaio (PINV = 33 % e 66 %). 108

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 16
Contextualização do Problema 16
Motivação 20
Objetivos 20
Estrutura do Trabalho 20

CAPÍTULO 1 - PRINCÍPIOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E ILHAMENTO 22
1.1. Qualidade de Energia Elétrica – QEE 22
1.1.1. Transitórios 22
1.1.2. Variações de frequência 23
1.1.3. Variações RMS de curta duração 24
1.1.4. Variações RMS de longa duração 25
1.1.5. Distorção da forma de onda 26
1.1.6. Flutuação de tensão 29
1.1.7. Fator de Potência 30
1.2. Ilhamento 31
1.2.1. Condições necessárias para a formação de um ilhamento 32
1.2.2. Probabilidades associadas ao ilhamento 34

CAPÍTULO 2 - INVERSORES DE CONEXÃO À REDE 36
2.1. Características Técnicas 36
2.2. Tipos de Inversores 37
2.2.1. Quanto ao tipo de comutação 37
2.2.2. Quanto ao tipo de topologia 39
2.2.3. Quanto ao tipo de isolação galvânica 42
2.3. Métodos de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP) 44
2.3.1. Método da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico 44
2.3.2. Método da corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico 45
2.3.3. Método da tensão de circuito aberto de célula auxiliar 46
2.3.4. Método P&O (Perturbar e Observar) 46
2.3.5. Método do incremento da condutância 47
2.3.6. Método da capacitância parasita 48
2.4. Métodos de Detecção de Ilhamento 49
2.4.1. Sobre/sub tensão e frequência 50
2.4.2. Detecção de salto no ângulo de fase 52
2.4.3. Detecção de distorção harmônica 53
2.4.4. Medição da impedância 54
2.4.5. Medição da impedância harmônica 55
2.4.6. Deslocamento de frequência 55
2.4.7. Deslocamento de fase 56
2.4.8. Variação da corrente 57

CAPÍTULO 3 - EFICIÊNCIA BRASILEIRA 59
3.1. Caracterização da Eficiência de Inversores 61
3.2. Análise do Perfil de Radiação Solar no Brasil 62
3.3. Eficiência Brasileira 64

CAPÍTULO 4 - NORMAS TÉCNICAS DE REFERÊNCIA 68
4.1. Considerações da Norma IEEE 929 70
4.2. Considerações da Norma IEEE 1547 72
4.3. Considerações da Norma IEEE 1547.1 73
4.4. Considerações da Norma DIN V VDE 0126-1-1 74
4.5. Considerações da Norma IEC 61683 75
4.6. Considerações da Norma IEC 61727 75
4.7. Considerações da Norma IEC 62116 76
4.8. Considerações da Norma IEC 62109-1 77
4.9. Considerações da Norma EN 50530 78
4.10. Considerações da Norma UL 1741 78
4.11. Considerações da Norma ANEEL PRODIST 79
4.12. Proposta de Requisitos para a Etiquetagem e Qualificação de Inversores de SFCR no Brasil 84
4.12.1. Documentação 84
4.12.2. Proteção 86
4.12.3. Compatibilidade com a rede elétrica 86
4.12.4. Desempenho 89

CAPÍTULO 5 - PROPOSTA DE PROCEDIMENTO DE QUALIFICAÇÃO E ETIQUETAGEM DE INVERSOR PARA SFCR 91
5.1. Equipamentos de Ensaio 91
5.1.1. Instrumentos de medição 91
5.1.2. Carga RLC 93
5.1.3. Chaves 93
5.1.4. Simulador de gerador fotovoltaico 93
5.1.5. Simulador de rede c.a. 93
5.1.6. Rede c.a. 94
5.2. Documentação 94
5.3. Proteção 97
5.3.1. Resistência à inversão de polaridade do gerador 97
5.3.2. Sobrecarga do inversor 98
5.4. Compatibilidade com a Rede Elétrica 99
5.4.1. Resposta às condições anormais da rede elétrica 99
5.4.2. Condições anormais de tensão 99
5.4.3. Condições anormais de frequência 102
5.4.4. Reconexão 104
5.4.5. Ilhamento 105
5.5. Qualidade de Energia Elétrica QEE 108
5.5.1. Procedimento 108
5.6. Desempenho 110
5.6.1. Eficiência Brasileira 110
5.7. Relatório do Ensaio de Qualificação e Etiquetagem de Inversores de SFCR 112

CAPÍTULO 6 - APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE QUALIFICAÇÃO E ETIQUETAGEM DE INVERSOR PARA SFCR 113
6.1. Equipamentos Utilizados 113
6.2. Ensaio de Documentação, Proteção e Compatibilidade com a Rede Elétrica 114
6.2.1. Resultados 114
6.2.2. Dificuldades 123
6.3. Ensaio de Desempenho e Qualidade de Energia Elétrica 124

6.3.1. Resultados....124
6.3.2. Dificuldades....131

CONCLUSÕES....132
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 133

INTRODUÇÃO

Contextualização do Problema

A utilização da energia solar vem se popularizando cada vez mais e parte disso deve-se ao fato de ser uma fonte de energia renovável e de ter grande potencial de utilização. Analisando a Figura 1 é fácil perceber que a energia solar, diante das outras fontes de energia, é a que apresenta o maior potencial. Utilizando essa fonte é possível fornecer energia suficiente para alimentar mais de 1.500 vezes o consumo mundial de energia primária do ano de 2010.

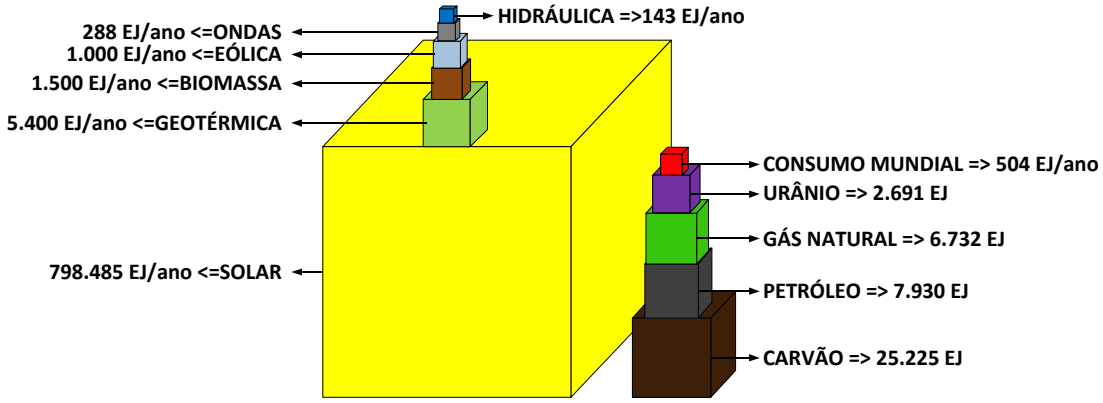


Figura 1 – Potencial de utilização das fontes de energia primária.

Além da energia solar ser abundante, ela pode ser utilizada para diversos fins, como o aquecimento, produção de frio, iluminação, geração de eletricidade, etc. Dentre seus diversos usos, o que vem ganhando mais destaque no contexto internacional é a geração de eletricidade, mas apesar dela não ser a mais utilizada, iniciativas de promoção dessa fonte, como os programas alemão e espanhol de *feed-in*, são responsáveis pelo desenvolvimento da indústria fotovoltaica e pela redução de custos desta tecnologia. Através desses programas de incentivos e da redução dos custos, a energia solar fotovoltaica está sendo cada vez mais utilizada.

A capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos não apenas com sistemas isolados, mas principalmente com sistemas interligados à rede elétrica tem crescido substancialmente no mundo (Figura 2), principalmente em países como Alemanha, Japão e Itália, os quais tiveram programas de incentivo às fontes renováveis, e hoje representam as maiores parcelas da potência instalada no mundo em 2011 (Figura 3).

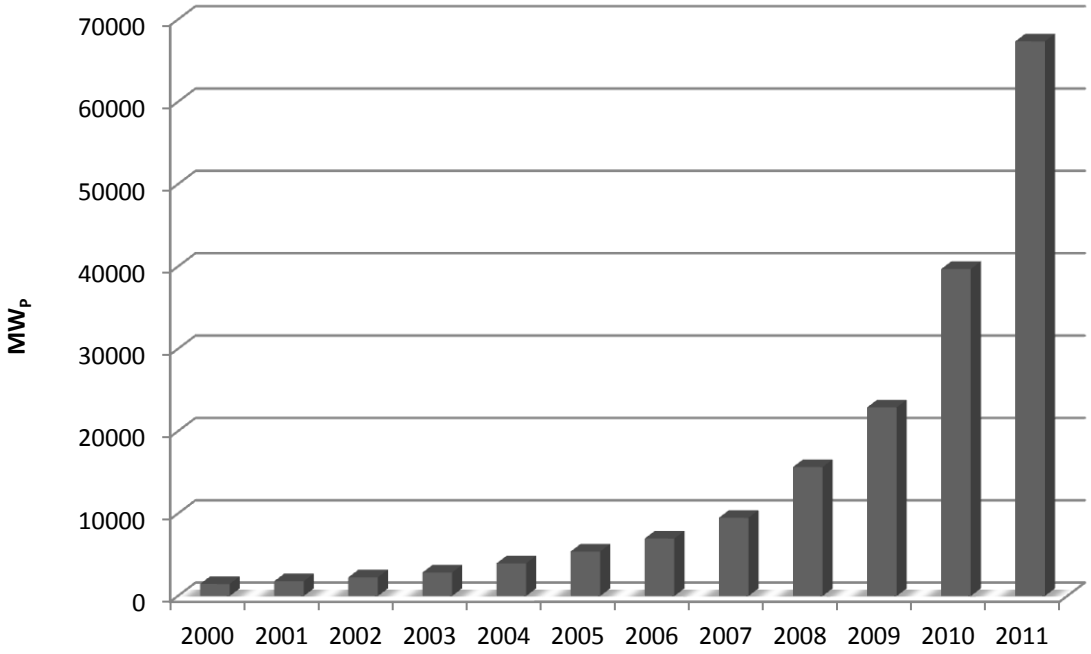


Figura 2 – Capacidade fotovoltaica instalada acumulada no mundo (EPIA, 2012).

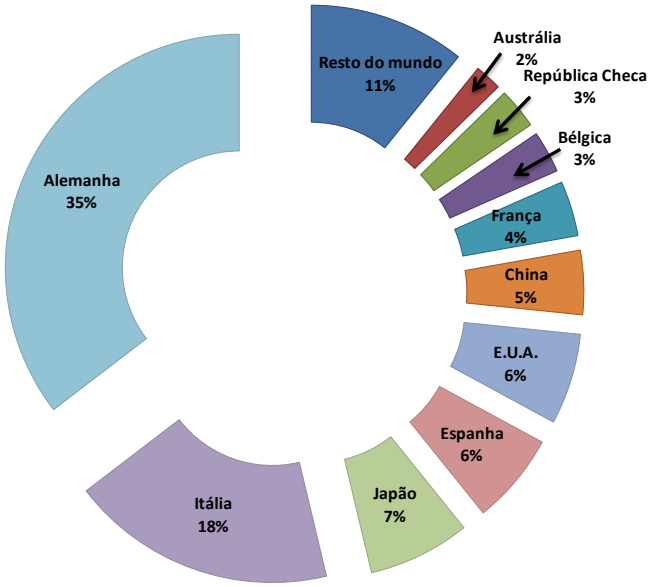


Figura 3 – Potência fotovoltaica instalada acumulada até 2011 (EPIA, 2012).

A Alemanha, país que apresenta a maior capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), alcançou o patamar de 3 % da produção de energia elétrica através de fontes solar. Isto só foi possível devido a grande quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados, cerca de 25 GW, dos quais 7,5 GW foram conectados à rede apenas em 2011.

Previamente, em 2008 a participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica alemã alcançou 1,4 %, além de ter gerado cerca de 50 mil postos de trabalho.

As experiências internacionais demonstram os benefícios de uma política de incentivos às fontes renováveis. Com essas experiências, questões técnicas e econômicas foram gradativamente sendo resolvidas, conhecimento foi acumulado e a economia foi movimentada através do estabelecimento da indústria fotovoltaica associada à geração de postos de trabalho.

No Brasil a potência fotovoltaica instalada em sistemas conectados à rede é bastante reduzida, conforme é apresentado na Figura 4, apesar de apresentar grande potencial de geração de energia (Figura 5). Para que esse crescimento se torne expressivo e a energia solar fotovoltaica tenha maior participação na matriz elétrica brasileira é necessário o desenvolvimento de iniciativas que estimulem a inserção dessa fonte na matriz elétrica nacional.

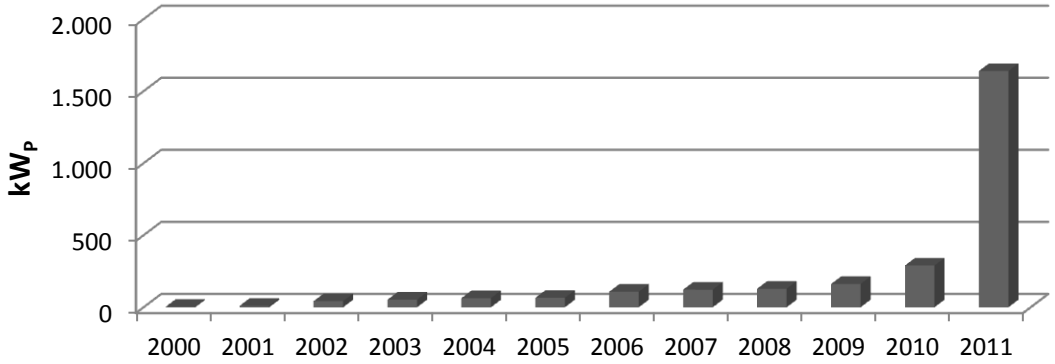


Figura 4 – Potência fotovoltaica acumulada com sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.

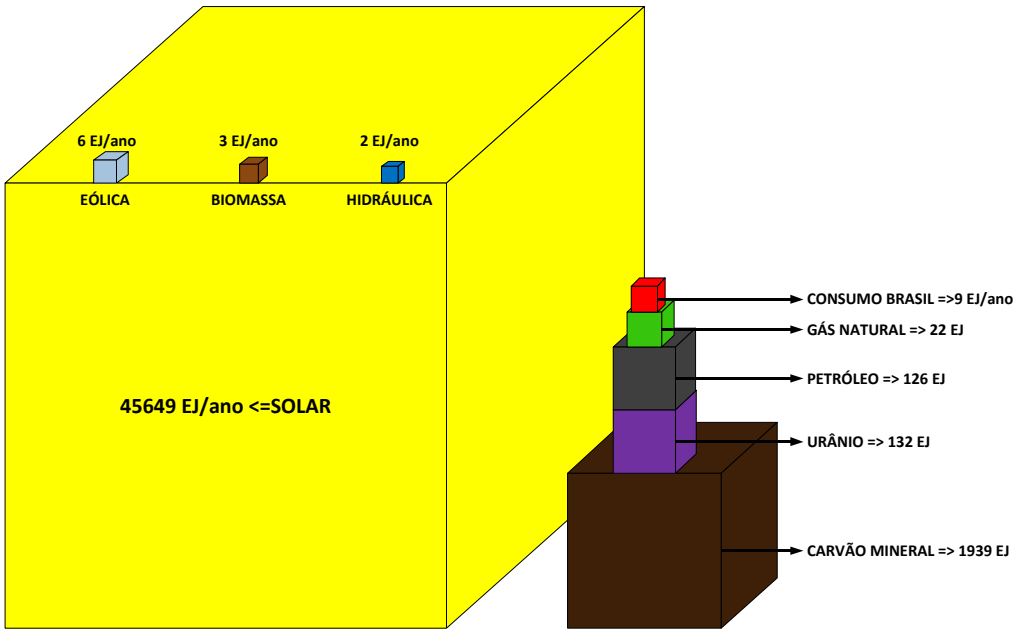


Figura 5 – Potencial de utilização das fontes de energia primária no Brasil.

A utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no país ainda permanece em ampla discussão e faltam desenvolvimentos e infraestrutura laboratorial que deem suporte técnico e normativo para operação desses sistemas.

Nesse sentido, o governo brasileiro está buscando através de projetos, grupos de trabalho e consultas públicas, uma forma coerente de inserção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Dentre estas iniciativas destacam-se as seguintes:

- Projeto piloto, encomendado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia, "Desenvolvimento de competências em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de baixa tensão", o qual visa delimitar as condições e impactos da inserção de SFCRs na rede elétrica.
- Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF), criado pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.

No contexto regulatório, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a resolução normativa REN nº 482/2012 com o objetivo de regular a conexão de micro e mini geração distribuída na rede de distribuição, cuja fonte de energia seja incentivada, através de regras da conexão à rede de distribuição e da forma de faturamento da energia gerada (compensação de energia).

No que tange aos requerimentos técnicos de qualidade, proteção e segurança, apesar de já haver um procedimento de etiquetagem de equipamentos de sistemas fotovoltaicos: Portaria INMETRO/MDIC n° 396 de 10/11/2008 Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria), o inversor c.c./c.a. utilizado nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede não está contemplado nos procedimentos de avaliação de conformidade dessa Portaria.

Nesse sentido, este trabalho apresenta os principais requisitos que devem cumprir os inversores c.c./c.a. para utilização em sistemas fotovoltaicos conectados à rede em tensão de distribuição. Além disso, propõe um procedimento de qualificação e etiquetagem desses equipamentos.

Motivação

Apesar da crescente demanda mundial e nacional por sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, algumas questões técnicas acerca da conexão à rede através de geração distribuída por sistemas fotovoltaicos ainda não estão completamente solucionadas.

Nesse contexto, o governo vem tentando resolver essas questões através de projetos de pesquisa, grupos de trabalho e consultas públicas, e dentre estas questões pode-se citar, como a motivação deste trabalho, a falta de um procedimento nacional de qualificação e etiquetagem de inversores para a conexão à rede.

Além da falta de um procedimento para qualificação e etiquetagem, uma das motivações subsequentes é o acompanhamento e participação na execução dos projetos MCT/CNPq 05/2010 – Processo CNPq 555767/2010-8 "Desenvolvimento de medição e qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede" e P&D Estratégico n°13/2011 CTEEP/CESP/FUSP – Processo PD-0068-0029/2011 "Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede".

Objetivos

O objetivo fundamental deste trabalho é elaborar um procedimento para qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 são elucidados os conceitos de Qualidade de Energia Elétrica e Ilhamento e seus impactos na rede de distribuição.

No Capítulo 2 são apresentados os aspectos técnicos dos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, incluindo diferentes topologias, seguimento do ponto de máxima potência, etc.

No Capítulo 3 é apresentado o conceito da Eficiência Brasileira e seus benefícios para a comparação de inversores.

No Capítulo 4 é feita uma revisão bibliográfica acerca das normas técnicas internacionais referentes à conexão à rede elétrica de baixa tensão e inversores de SFCRs e também são propostos valores de referência para a etiquetagem e qualificação dos inversores.

No Capítulo 5 uma proposta de procedimento de qualificação e etiquetagem de inversores para conexão à rede elétrica de baixa tensão é apresentada.

No Capítulo 6 a aplicação do procedimento de qualificação e etiquetagem de inversores é mostrada.

Por último são apresentadas as conclusões.

CAPÍTULO 1 - PRINCÍPIOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E ILHAMENTO

A geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) tem crescido exponencialmente pelo mundo, e no Brasil está tecnologia também tem crescido, porém em menor escala. Como os inversores de conexão à rede são os responsáveis pelo condicionamento da potência fotogerada, estes devem entregar a energia com padrões mínimos de Qualidade de Energia Elétrica, QEE, com finalidade de manter a qualidade elétrica da rede.

Além disso, os inversores devem ser capazes de cessar o fornecimento de energia à rede em casos de faltas e desligamentos programados, a fim de evitar a operação em ilha.

Nesse sentido, um procedimento de qualificação e etiquetagem de inversores para SFCR deve compreender em seus ensaios a QEE injetada na rede pelo inversor e sua capacidade de cessar o fornecimento em caso de ilhamento.

Destarte, os fenômenos eletromagnéticos e os conceitos relacionados à QEE, tão bem como as formas, causas e consequências da operação em ilha, devem ser compreendidas para a formulação de um procedimento de qualificação e etiquetagem.

1.1. Qualidade de Energia Elétrica – QEE

O termo Qualidade de Energia elétrica refere-se a uma variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a corrente e a tensão em um dado instante e posição em um sistema elétrico (IEEE, 2009).

Esses fenômenos podem ser classificados em transitórios, variações RMS de curta duração e de longa duração, variações de frequência e distorções na forma de onda. Além desses fenômenos, um conceito de QEE muito importante é o fator de potência.

1.1.1. Transitórios

Transitórios são as manifestações ou respostas elétricas oriundas de alterações súbitas nas condições normais de um sistema de energia elétrica. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas durante esse curto período o sistema elétrico poderá ser submetido a grandes variações de tensão e/ou corrente. Os transitórios costumam ser subdivididos em transitórios impulsivos e oscilatórios.

Um transitório impulsivo (geralmente causado por descargas atmosféricas) pode ser definido como uma alteração repentina nas condições do regime permanente da tensão e/ou corrente, caracterizando-se por apresentar impulsos unidirecionais em polaridade (positivo ou negativo) e com frequência bastante diferente daquela da rede elétrica. A Figura 1.1 ilustra a forma de onda de um transitório impulsivo.

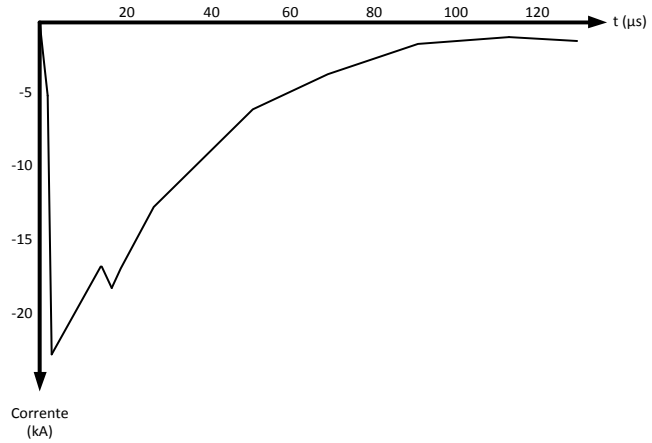


Figura 1.1 – Transitório impulsivo.

Um transitório oscilatório é caracterizado por uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão e/ou corrente possuindo valores de polaridade positiva e negativa. Estes transitórios normalmente são decorrentes de energização de linhas, eliminação de faltas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, etc. A Figura 1.2 ilustra um transitório oscilatório.

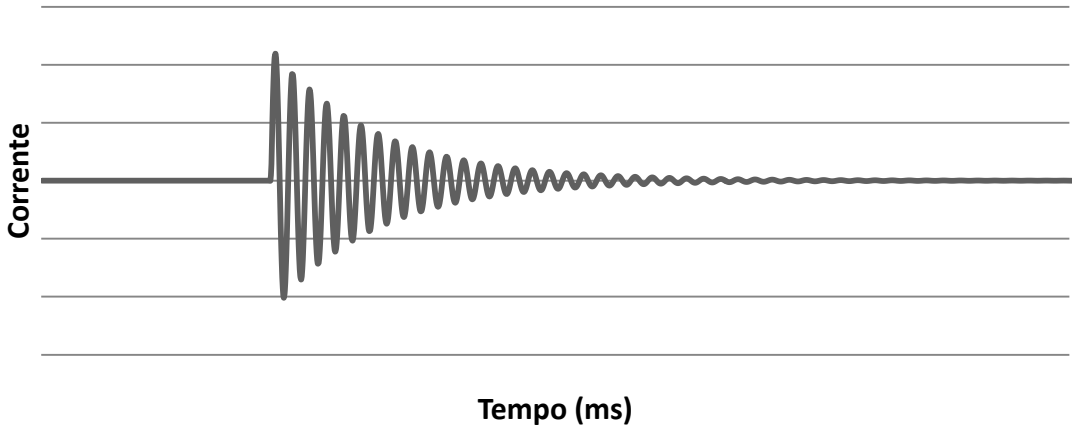


Figura 1.2 – Transitório oscilatório.

1.1.2. Variações de frequência

A principal causa de variações de frequência na rede é a retirada e a adição de grandes cargas. A frequência de um sistema de fornecimento de energia é determinada pela rotação do gerador síncrono o qual fornece energia elétrica. Logo, quando grandes cargas são

adicionadas à rede elétrica, o gerador deve fornecer potência suficiente para atender essas cargas. Mas até o controlador de velocidade atuar e fornecer mais energia primária para esse gerador síncrono, a potência necessária para alimentar a carga é retirada da energia cinética do gerador, fazendo com que ele desacelere e diminua a frequência da rede.

Quando uma grande carga é retirada da rede acontece o contrário, a potência excedente é transformada em energia cinética, acelerando o gerador e aumentando a frequência da rede até que o controlador de velocidade atue e diminua o fornecimento de energia primária, a fim de reduzir a velocidade.

1.1.3. Variações RMS de curta duração

As variações RMS de curta duração são caracterizadas por afundamentos e elevações, ou até mesmo pela total ausência de tensão (interrupção) por um período de tempo inferior a 1 minuto.

O afundamento de tensão (em inglês *sag* ou *dip*) é um fenômeno caracterizado pela redução da tensão de 10 % a 90 % da tensão base do sistema com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. Normalmente os afundamentos de tensão são provocados por faltas na rede, pela conexão de grandes cargas e pela partida de motores. A Figura 1.3 ilustra um afundamento de tensão.

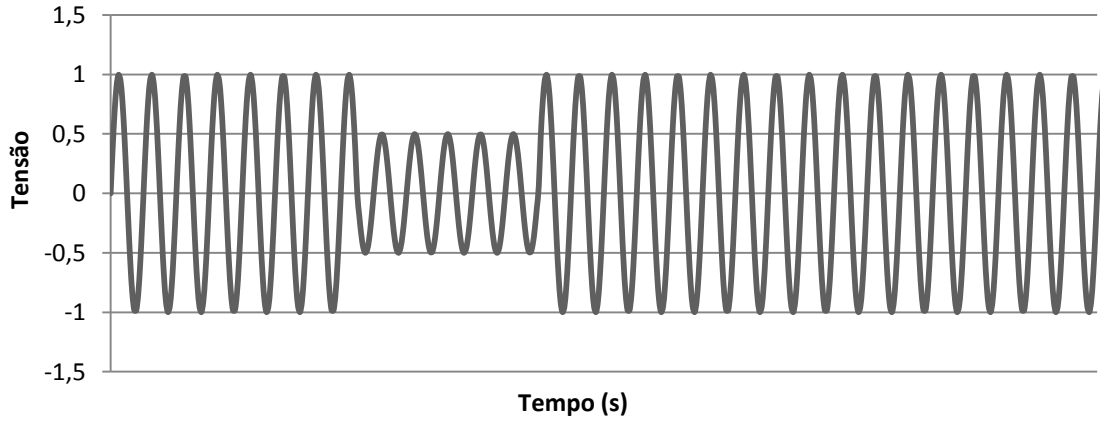


Figura 1.3 – Afundamento de tensão.

A elevação de tensão (em inglês *swell*) é um fenômeno caracterizado pelo aumento superior a 10 % da tensão base do sistema com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. Normalmente as elevações de tensão são provocadas por faltas na rede (aumento de tensão na fase não afetada pela falta), pela desconexão de grandes cargas e conexão de banco de capacitores. A Figura 1.4 ilustra uma elevação de tensão.

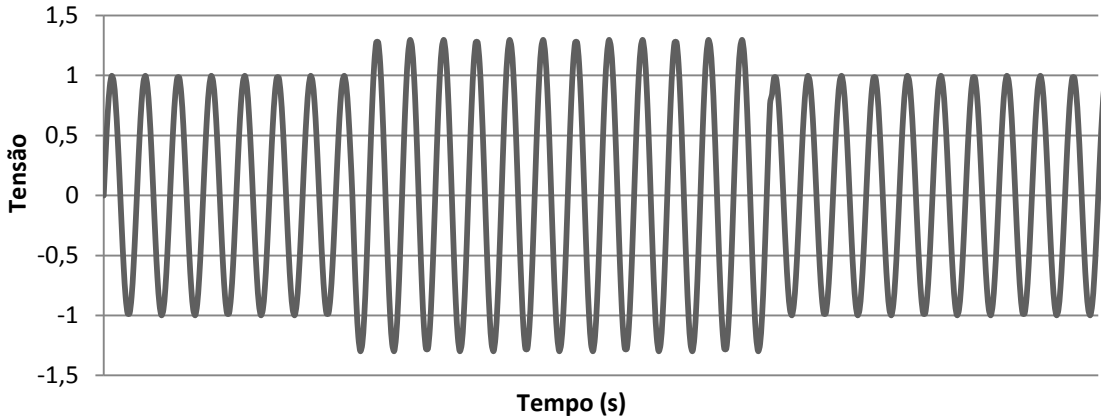


Figura 1.4 – Elevação de tensão.

A interrupção (em inglês *interruption*) é um fenômeno caracterizado pela redução para valores inferiores a 10 % da tensão base do sistema com duração de até 1 minuto. Normalmente as interrupções são provocadas por faltas na rede e falhas em equipamentos. A Figura 1.5 ilustra uma interrupção.

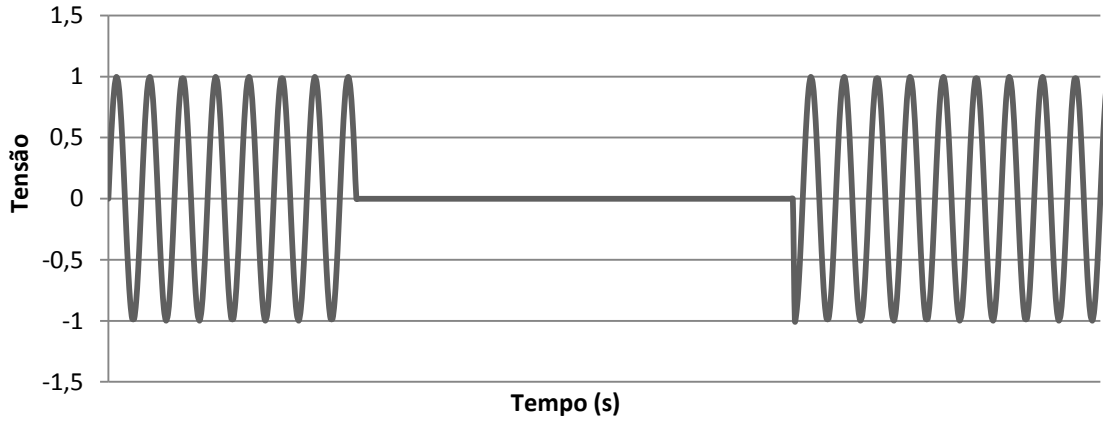


Figura 1.5 – Interrupção.

1.1.4. Variações RMS de longa duração

As variações RMS de longa duração são caracterizadas por sobre/sub tensões ou até mesmo pela total ausência de tensão (interrupção permanente) por um período de tempo superior a 1 minuto.

A sobretensão (em inglês *overvoltage)* é um fenômeno caracterizado pelo aumento superior a 10 % da tensão base do sistema com duração superior a 1 minuto. Normalmente, as causas da sobretensão são as mesmas da elevação de tensão.

A subtensão (em inglês *undervoltage*) é um fenômeno caracterizado pela redução de 10 % a 90 % da tensão base do sistema com duração superior a 1 minuto. Normalmente, as causas da subtensão são as mesmas do afundamento de tensão.

A interrupção permanente (em inglês *sustained interruption*) é um fenômeno caracterizado pela redução para valores inferiores a 10 % da tensão base do sistema com duração superior a 1 minuto. Normalmente, as causas da interrupção permanente são as mesmas da interrupção, com a diferença que as interrupções permanentes também são provocadas por desligamentos programados.

1.1.5. Distorção da forma de onda

A distorção da forma de onda é definida como o desvio (em regime permanente) em relação a uma forma de onda puramente senoidal, sendo este desvio principalmente caracterizado pelo seu conteúdo espectral. Há fundamentalmente 5 tipos de distorção da forma de onda: harmônicos, inter-harmônicos, cortes de tensão, ruído, e componente contínua.

1.1.5.1. Harmônicos

Os harmônicos são componentes de frequência, em tensão ou corrente, que são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede (60 Hz para o Brasil). Combinadas com a componente fundamental (60 Hz) produzem uma forma de onda distorcida. A distorção harmônica é proveniente principalmente da operação de dispositivos e cargas não lineares na rede elétrica. A Figura 1.6 ilustra uma forma de onda distorcida, mostrando as componentes harmônicas e a fundamental que a formaram.

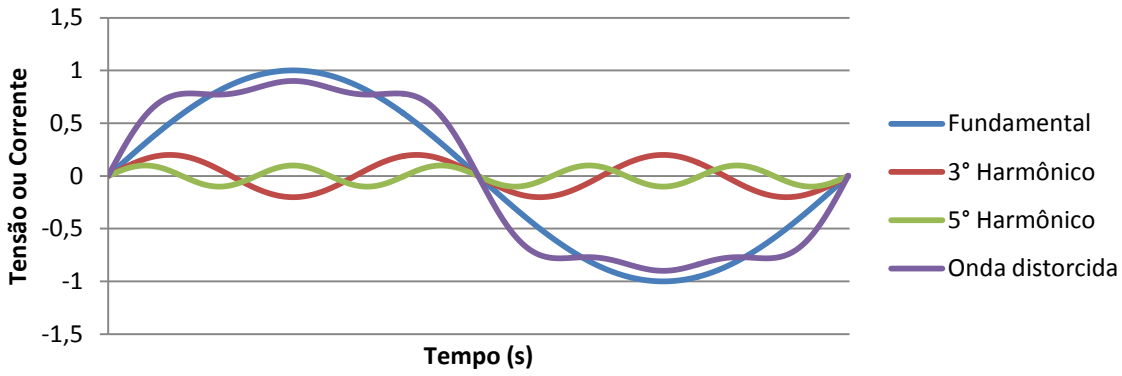


Figura 1.6 – Onda distorcida juntamente com suas componentes harmônicas e fundamental.

O nível da distorção harmônica pode ser caracterizado pela sua distribuição espectral, com a magnitude e/ou fase de cada componente harmônica. A Figura 1.7 apresenta o espectro

de frequência da corrente de uma lâmpada LED, a qual contém vários harmônicos com amplitudes consideráveis, o que se traduz em um alto conteúdo harmônico, ou seja, a forma de onda da corrente dessa lâmpada se distancia de uma senóide pura.

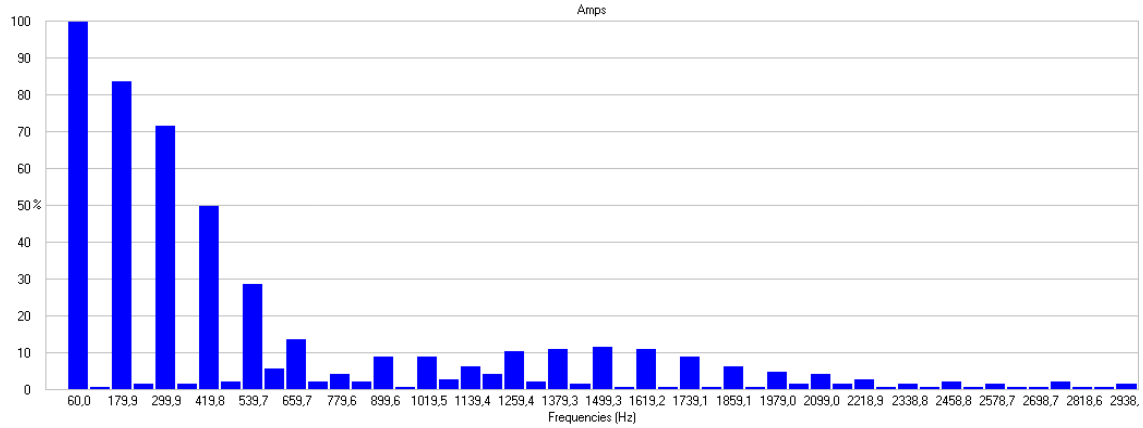


Figura 1.7 – Espectro de frequência da corrente de uma lâmpada LED.

O nível da distorção harmônica também pode ser representado através de um número, a Distorção Harmônica Total (DHT), a qual representa percentualmente o desvio da forma de onda distorcida em relação a uma onda puramente senoidal. A DHT pode ser calculada tanto para a corrente como para a tensão através da equação (1.1).

$$DHT = \frac{\sqrt{X_2^2+X_3^2+X_4^2+\cdots+X_n^2}}{X_1} \tag{1.1}$$

Onde X_1 é a componente fundamental de tensão ou corrente e X_n as componentes harmônicas.

1.1.5.2. Inter-harmônicos

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

Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem afetar a transmissão de sinais via rede elétrica e induzir cintilação visual no display de equipamentos com tubos de raios catódicos (IEEE, 2009).

1.1.5.3. Corte de tensão

Os cortes de tensão (em inglês *notching*) são distúrbios de tensão causados pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência, quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Este fenômeno pode ser caracterizado através do conteúdo harmônico da tensão afetada. Porém, as componentes de frequência associadas com os cortes de tensão são de altíssima frequência, e podem não ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica. A Figura 1.8 ilustra os cortes de tensão em uma forma de onda senoidal.

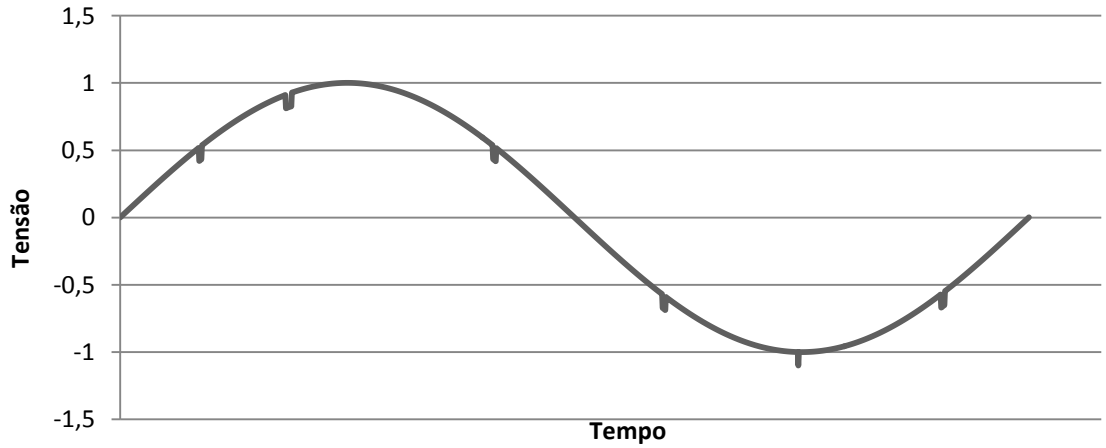


Figura 1.8 – Exemplo de forma de onda com corte de tensão.

1.1.5.4. Ruído

O Ruído é definido como um sinal elétrico indesejado, contendo uma larga faixa espectral com frequências tipicamente menores que 200 kHz, as quais são superpostas às tensões e/ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro.

Basicamente, os ruídos podem ser definidos como quaisquer sinais indesejados, os quais não podem ser classificados como transitórios ou distorção harmônica.

Os ruídos podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a semicondutores e fontes chaveadas e, normalmente estão relacionados com aterramentos impróprios (IEEE, 2009).

A Figura 1.9 apresenta um sinal de corrente com ruído, a fim de exemplificar este conceito.

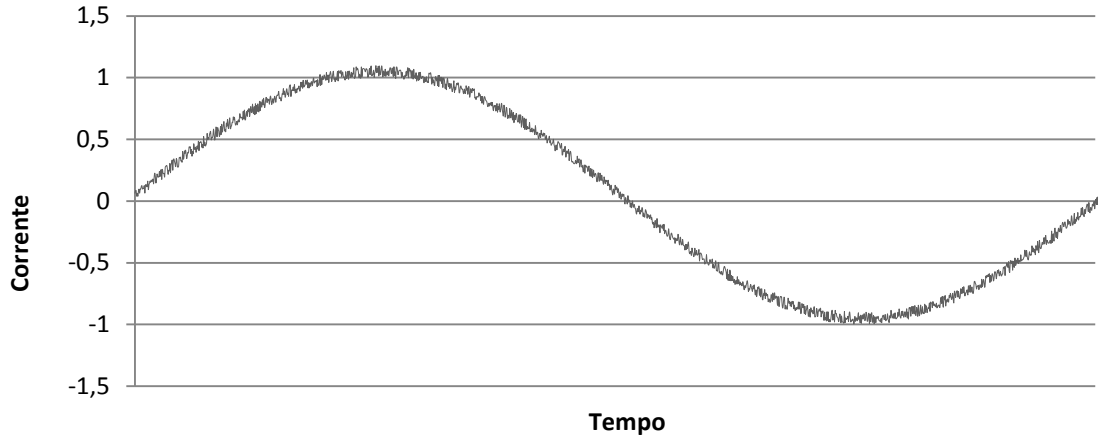


Figura 1.9 – Exemplo de sinal com ruído.

1.1.5.5. Componente Contínua

Um sinal em corrente contínua juntamente com uma forma de onda em corrente alternada é denominado componente contínua. Este fenômeno pode ocorrer como resultado de uma perturbação geomagnética ou devido à retificação de meia onda. Componentes contínuas em redes de corrente alternada podem ser prejudiciais devido a um aumento na saturação de transformadores levando-os ao aquecimento, ao deterioramento do isolamento e outros efeitos adversos (IEEE, 2009).

A componente contínua provoca um deslocamento na forma de onda, como pode-se perceber na Figura 1.10, a qual apresenta uma forma de onda com este tipo de fenômeno.

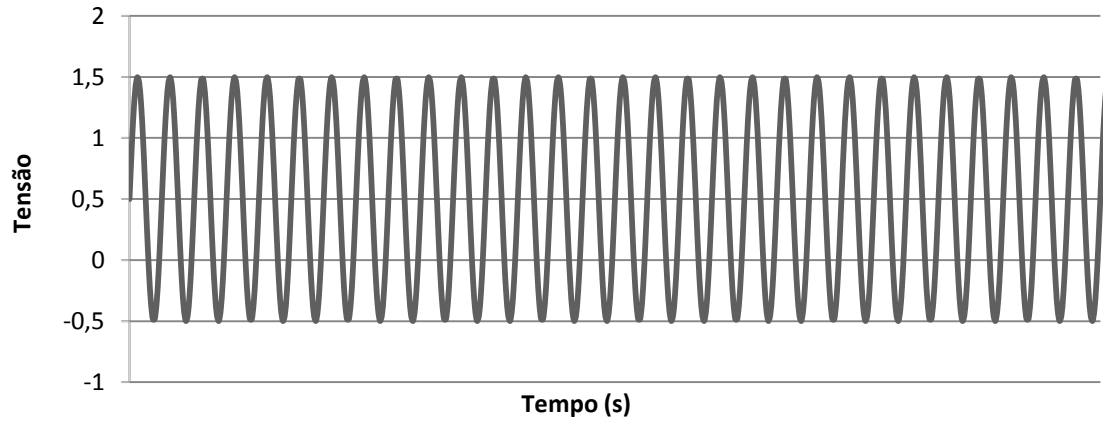


Figura 1.10 – Onda senoidal com componente contínua.

1.1.6. Flutuação de tensão

As flutuações de tensão correspondem às variações sistemáticas no envoltório do sinal de tensão ou às variações aleatórias de tensão. Normalmente a amplitude destas variações não excede 5 % da tensão base do sistema. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas

industriais e manifestam-se de diferentes formas. Fornos a arco são os maiores causadores de flutuação de tensão.

A principal consequência das variações de tensão é a mudança da intensidade luminosa em lâmpadas, conhecida como cintilação, a qual causa grande desconforto visual.

A Figura 1.11 ilustra um sinal com flutuação de tensão.

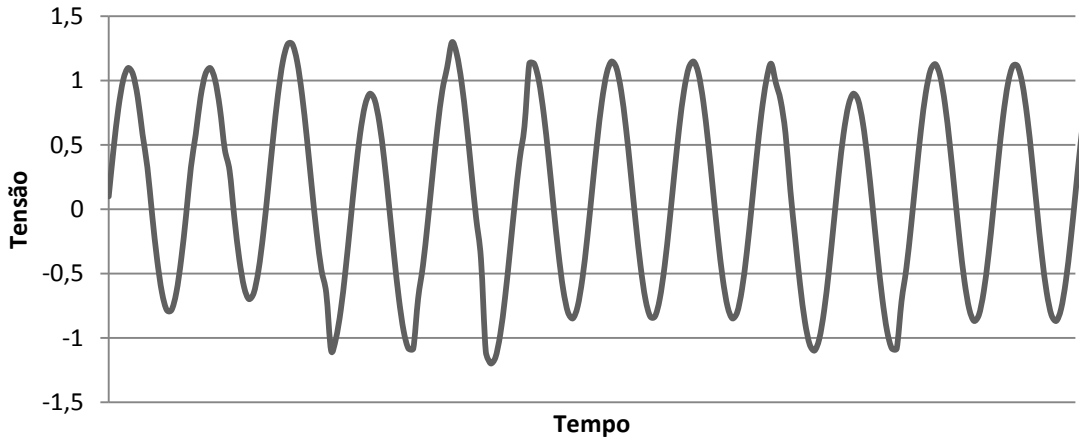


Figura 1.11 – Sinal com flutuação de tensão.

1.1.7. Fator de Potência

Em circuitos de corrente alternada (c.a.) puramente resistivos, as ondas de tensão e de corrente elétrica estão em fase, ou seja, passam por zero ao mesmo instante em cada ciclo. Quando cargas não resistivas estão presentes, tais como capacitores e indutores, há o armazenamento de energia na forma de campo elétrico e magnético, o que leva a uma inércia na tensão ou na corrente, dependendo do tipo da carga.

Essa inércia na tensão ou na corrente provoca uma defasagem entre as duas ondas. Essa defasagem está relacionada com a diferença entre a energia que foi transformada em trabalho (potência ativa) e a que foi armazenada nos campos elétricos e magnéticos (potência reativa).

O Fator de Potência representa a parcela da potência aparente (ativa + reativa) que foi transformada em trabalho, através do ângulo de defasagem entre as ondas de tensão e corrente. A equação (1.2) mostra essa relação.

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} \tag{1.2}$$

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

A Tabela 1.1 apresenta um resumo dos fenômenos relacionados à QEE com suas causas e consequências.

Tabela 1.1 – Quadro resumo dos fenômenos relacionados à QEE. Adaptado de Deckmann e Pomilio (2010).

Fenômeno	Causa	Consequência
Afundamento de tensão	Degrau de carga, curto-circuito	Perda de potência, falha de operação
Elevação de tensão	Redução de carga, excesso de reativos	Sobrecarga, estresse do dielétrico
Interrupção	Curto-circuito	Falhas de equipamentos e perdas
Sobretensão	Redução de carga	Sobrecorrente, ruptura do dielétrico
Subtensão	Entrada de cargas	Sobrecorrente, desligamento
Interrupção permanente	Falhas e manutenção programada	Perdas de produção
Harmônicos	Cargas não lineares, chaveamento	Ressonância, ruído, aquecimento, interferência
Inter-harmônicos	Cargas não lineares variáveis	Modulação harmônica
Corte de Tensão	Comutação de conversores de potência	Estresse do dielétrico, poluição sonora
Ruído	Descargas, mau contato	Interferência
Flutuação de tensão	Cargas variáveis	Cintilação

1.2. Ilhamento

Ilhamento ou operação em ilha é uma condição na qual parte da rede elétrica que contenha geração e demanda está isolada do resto da rede. No caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, o ilhamento pode ser definido como a operação do sistema FV sem a presença do sinal da rede.

A operação em ilha normalmente ocorre em condições de:

- Falta na rede, com atuação dos dispositivos de proteção, porém sem detecção por parte da geração distribuída;
- desconexão da rede em decorrência da falha de um equipamento;
- desconexão da rede em virtude de manutenção;
- desconexão da rede em caso de erro humano;
- desconexão da rede em decorrência de fenômenos da natureza.

O ilhamento não intencional deve ser evitado, pois apresenta diversas consequências, nas quais podem-se citar como principais:

- Durante a manutenção de uma rede elétrica, em caso de ilhamento, os operários estarão trabalhando em condições perigosas, visto que a rede permanece energizada mesmo com a alimentação principal desconectada;
- Como durante um ilhamento a rede não tem controle sobre a frequência e a tensão, há a possibilidade de avaria em equipamentos conectados a ela devido à mudança da frequência e/ou tensão para valores fora da faixa recomendável;

Apesar das consequências da operação em ilha apresentarem riscos de segurança para os operadores de manutenção da rede elétrica, a probabilidade de acontecer um ilhamento é bastante baixa, pois não basta apenas que a rede seja desconectada do SFCR para a formação de um ilhamento, algumas condições devem ser favoráveis para que isso aconteça.

1.2.1. Condições necessárias para a formação de um ilhamento

A principal condição necessária para a formação de um ilhamento é o casamento da geração com a demanda, ou seja, toda a potência demandada pela ilha deve ser fornecida pelo gerador FV.

Quando ocorre um ilhamento em que há diferenças entre a geração FV e a demanda, a frequência e a tensão se deslocam para valores normalmente fora das faixas aceitáveis, fazendo com que a proteção de sobre/sub tensão do inversor atue e cesse a geração FV. Porém quando a geração está casada com a demanda durante o ilhamento, a tensão e a frequência podem permanecer em valores aceitáveis, fazendo com que as proteções não atuem e o inversor FV opere em ilha.

Apesar da operação em ilha ter várias consequências, e algumas delas poderem levar até a morte de operadores de manutenção da rede elétrica, a probabilidade de ocorrer uma condição operacional favorável (geração FV casada com a demanda) é bastante baixa. Vários estudos analisam a probabilidade de ocorrer uma condição favorável à formação de um ilhamento e dentre eles três podem ser destacados.

O primeiro estudo foi realizado por Begovic et al. (1998), o qual utilizou curvas de demanda de potência ativa e reativa, fornecidas pelas concessionárias de energia dos EUA, e dados de um gerador fotovoltaico obtidos através de simulações, utilizando valores de irradiação dos locais dos dados de demanda. Através desses dados foi calculada a probabilidade de ocorrer uma condição operacional de casamento da geração FV com a demanda em que as proteções de sub/sobre tensão e frequência não fossem capazes de detectar um ilhamento.

Os resultados mostraram que a probabilidade dessa condição operacional de casamento entre a geração e demanda em que as proteções de sub/sobre tensão e frequência não fossem capazes de detectar um ilhamento ocorrer é praticamente nula para locais com penetração fotovoltaica[1] inferior a 70 %. Porém, para redes em que a potência fotovoltaica instalada é bastante alta em relação à capacidade da rede, a probabilidade de condições operacionais favoráveis para a formação de um ilhamento pode ser de até 20 % para redes com alto Fator de Qualidade[2].

O segundo estudo foi realizado por Kobayashi e Takigawa (1994), que utilizaram curvas de carga e perfis de radiação solar típicos para o Japão, além de dados de falhas da rede, para o cálculo da probabilidade de ocorrer um ilhamento com sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Os resultados deste estudo mostraram que para penetrações FV de até 30 %, com inversores apresentando apenas as proteções de sub/sobre tensão e frequência, a probabilidade de ocorrer um ilhamento é praticamente nula.

No entanto, para penetrações FV superiores a 30 %, a probabilidade de ocorrer um ilhamento é superior a 6 %. Porém com a utilização de outros métodos além da desconexão por condições anormais de frequência e tensão, a probabilidade de ocorrer um ilhamento cai significativamente.

O terceiro estudo foi realizado por Verhoeven (2002). Este, diferentemente dos outros dois, apresentou uma abordagem experimental, na qual um estudo intensivo foi realizado, a fim de fornecer dados reais sobre a frequência e duração de um ilhamento em uma rede de distribuição.

O estudo consistiu em medir a carga de uma área residencial juntamente com a energia produzida em um sistema fotovoltaico. As medidas (potência ativa e reativa da demanda e geração FV) foram realizadas a cada segundo por dois anos e armazenados em um computador. Com a análise dos dados medidos foi possível prever precisamente quantas vezes e por quanto tempo um ilhamento pode ocorrer na área residencial estudada.

Os resultados desse estudo mostraram que:

- A probabilidade de casamento entre a geração FV e a demanda em redes com baixa penetração fotovoltaica é quase nula; logo, a probabilidade de um ilhamento também é.

[1] Penetração Fotovoltaica(FV) é a relação entre a capacidade instalada fotovoltaica (W_P) e a capacidade da rede de distribuição. (KOBAYASHI e TAKIGAWA, 1994)

[2] Fator de Qualidade – Parâmetro adimensional que relaciona em um circuito a energia armazenada com a energia dissipada por ciclo em uma dada frequência.

- O nível de penetração fotovoltaica não influencia significativamente na frequência e na duração de condições operacionais de casamento entre a geração FV e a demanda.
- Condições operacionais de casamento entre a geração FV e a demanda de potência ativa e reativa ocorrem raramente para baixas, médias e altas penetrações fotovoltaicas.
- A probabilidade de condições operacionais de casamento entre a geração FV e a demanda não depende do número de casas conectadas a uma seção da rede (alimentador).
- A probabilidade de ocorrer uma condição operacional de casamento entre a geração FV e a demanda em uma rede de distribuição em baixa tensão está abaixo de 10^{-5} a 10^{-6}.
- A probabilidade de que a rede esteja desconectada no exato momento de uma condição operacional de casamento entre a geração FV e a demanda é virtualmente zero.

Além da probabilidade de ocorrer um ilhamento outras, probabilidades estão associadas a este fenômeno.

1.2.2. Probabilidades associadas ao ilhamento

A probabilidade de ocorrer um ilhamento não intencional acarreta na probabilidade de ocorrer outros fenômenos decorrentes do ilhamento, como a avaria em equipamentos e a morte de operadores de manutenção da rede por choque. Dentre os dois fenômenos decorrentes do ilhamento o segundo é o mais critico e por isso será o alvo desta seção.

Um estudo realizado por Cullen *et al.* (2002) avaliou os riscos de morte de operadores de manutenção da rede associados ao ilhamento. Para o cálculo do risco de morte associado ao ilhamento foram utilizados cinco parâmetros:

- A probabilidade de ocorrer uma condição operacional de casamento entre a geração FV e a demanda. Os dados utilizados foram provenientes do estudo realizado por Verhoeven (2002).
- A probabilidade de perda da rede elétrica, a qual foi estimada com dados existentes das companhias de distribuição da Grã-Bretanha.
- A quantidade de vezes que um operador de manutenção de rede elétrica toca um dos condutores, que foi estimada utilizando os dados de falhas na rede citados no item acima. A quantidade considerada foi de 2.000 toques por ano.

- A probabilidade considerada do operador de manutenção de rede elétrica tocar um condutor sem verificar que o mesmo não está energizado foi de 10^{-3}.
- A probabilidade de falha do mecanismo de anti-ilhamento. Neste estudo o mecanismo de anti-ilhamento é composto pela detecção através da proteção de sobre/sub frequência e tensão e mais algum método ativo ou passivo. A probabilidade de falha considerada foi de 10^{-3}.

Com os parâmetros citados acima, foi possível estimar a probabilidade de morte de um operador de manutenção de rede elétrica devido a choque decorrente de um ilhamento, considerando dois casos extremos, um em que há apenas as proteções de sobre/sub frequência e tensão e o operador de manutenção não verifica se o condutor está energizado antes de tocá-lo e outra em que há um método adicional de anti-ilhamento e o operador de manutenção certifica-se que o condutor não está energizado antes de tocá-lo.

A probabilidade de morte do operador de manutenção da rede resultante dos cálculos foi de $8{,}19 \times 10^{-6}$ e 2×10^{-9} por ano, para o primeiro e segundo caso, respectivamente.

Os riscos de morte associados ao ilhamento se mostraram bem baixos, mesmo se comparados com o risco de morte, inerente à atividade, para operadores de manutenção de rede, o qual é de 10^{-6} por ano, Cullen *et al.* (2002).

CAPÍTULO 2 - INVERSORES DE CONEXÃO À REDE

Um inversor é definido pela norma IEEE 929-2000 como sendo o equipamento que converte corrente contínua (c.c.) em corrente alternada (c.a.). Porém, nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) não são utilizados equipamentos que apenas fazem a conversão de corrente contínua em alternada, mas conversores estáticos de potência com diversas funções utilizadas para fazer o acoplamento entre a rede elétrica e o gerador fotovoltaico.

O conceito de conversor estático de potência aplica-se melhor aos equipamentos utilizados em SFCR, porém o termo inversor é amplamente utilizado para nomear os equipamentos que fazem o acoplamento entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica, e por isso este termo será utilizado ao longo deste trabalho.

Para o entendimento do procedimento de etiquetagem e qualificação de inversores para SFCR, deve-se ter uma visão geral de seu funcionamento e das características técnicas, a fim de compreender melhor o procedimento e saber se o método utilizado é aplicável aos diversos tipos de equipamentos.

2.1. Características Técnicas

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos são conversores estáticos de potência, ou seja, não apresentam partes móveis como em geradores síncronos, e tem por finalidade fazer a conversão da potência c.c. em potência c.a., a qual será injetada na rede elétrica, respeitando os seus limites de tensão e frequência.

Além da conversão de potência c.c. em c.a., o inversor é o responsável pelo acoplamento do gerador fotovoltaico (FV) à rede elétrica, ou seja, ele deve efetuar o acondicionamento da potência proveniente do gerador FV aos padrões da rede.

A potência injetada na rede pelo inversor deve estar de acordo com os padrões de tensão, frequência e Qualidade de Energia Elétrica (QEE) estabelecidos para a rede na qual o inversor irá funcionar em paralelo.

O inversor também deve apresentar dispositivos de proteção contra condições anormais da rede elétrica e também pode oferecer o seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) do gerador fotovoltaico, a fim de fornecer a máxima potência disponível.

Desse modo, esse dispositivo é responsável por todo o sistema de conversão e controle que sincroniza a forma de onda gerada na sua saída com os parâmetros elétricos da rede. A conversão de potência c.c. em c.a. e o controle da conversão podem ser feitos através de diversas formas; logo os inversores podem ser de diversos tipos quanto às estratégias adotadas na conversão.

2.2. Tipos de Inversores

Basicamente, os inversores podem ser classificados quanto ao tipo de comutação, topologia, isolação galvânica e estágios de processamento de energia.

2.2.1. Quanto ao tipo de comutação

Quanto ao tipo de comutação, os inversores podem ser de dois tipos: comutados pela rede e autocomutados. Os comutados pela rede são aqueles que utilizam a própria tensão da rede para sincronizar a mudança de estado das chaves de comutação utilizadas no processo de conversão.

Os inversores comutados pela rede já foram populares em aplicações de SFCR, porém não são mais amplamente utilizados com sistemas FV monofásicos. Uma razão importante por trás dessa mudança é que a baixa frequência de comutação (120 Hz) não permite a modelagem da forma de onda sem a adição de elementos de filtragem. Estes elementos de filtragem (indutores e capacitores) são grandes e caros. Portanto, um inversor monofásico comutado pela rede, com baixa distorção de corrente, não fornece tipicamente um projeto economicamente viável (IEEE, 2000).

No caso dos inversores trifásicos comutados pela rede, o problema de distorção harmônica pode ser resolvido com a adição de um transformador de isolamento, sem a adição de elementos de filtragem (IEEE, 2000).

O circuito básico de um inversor comutado pela rede é formado por uma ponte de tiristores, um filtro do lado c.c. e um do lado c.a. (Figura 2.1). A utilização de tiristores nos primeiros inversores deveu-se à sua popularidade junto aos dispositivos de automação industrial (inversores tiristorizados), porém apenas alguns fabricantes ainda utilizam esta tecnologia em inversores monofásicos de pequeno porte (DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE, 2008).

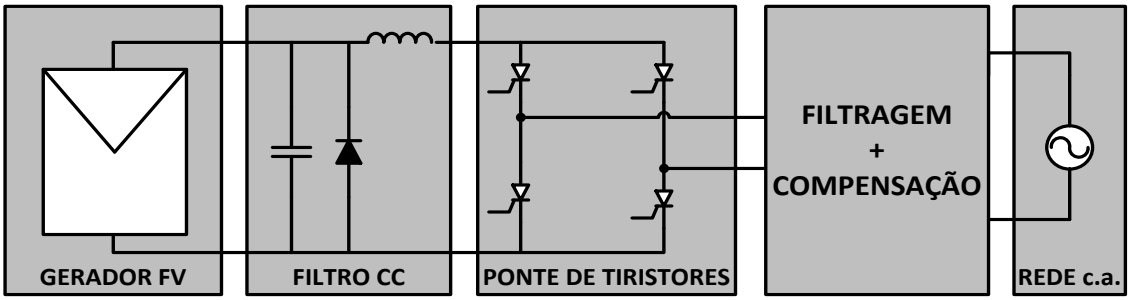


Figura 2.1 – Circuito básico de um inversor comutado pela rede. Adaptado de Calais et al.(2002)

Cada par de tiristores da Figura 2.1 comuta a fonte c.c. (Gerador FV) primeiramente em um sentido e depois no outro, com uma velocidade igual à frequência da rede. Como os tiristores podem apenas ser ligados por um sinal, mas não desligados, a tensão da rede é utilizada para desligá-los, polarizando-os reversamente, fazendo com que a corrente reduza até o tiristor comutar para o modo "desligado"; por essa razão estes inversores são chamados de comutados pela rede.

Há inversores comutados pela rede que combinam um sinal de referência e a sincronização com a tensão da rede, utilizando a forma de onda de tensão da própria rede como sinal de referência. Nesse caso, se a tensão da rede estiver distorcida, o sinal de referência também estará e, consequentemente, a forma de onda de saída do inversor estará "poluída" (MACEDO, 2006).

Os inversores autocomutados são aqueles em que a mudança de estado das chaves de comutação é feita independentemente do sinal da rede. Estes inversores possuem dispositivos de chaveamento que podem controlar tanto o estado "ligado" como o "desligado", normalmente se utilizam IGBT's[3] ou MOSFET's[4]. A Figura 2.2 ilustra o circuito de um inversor autocomutado.

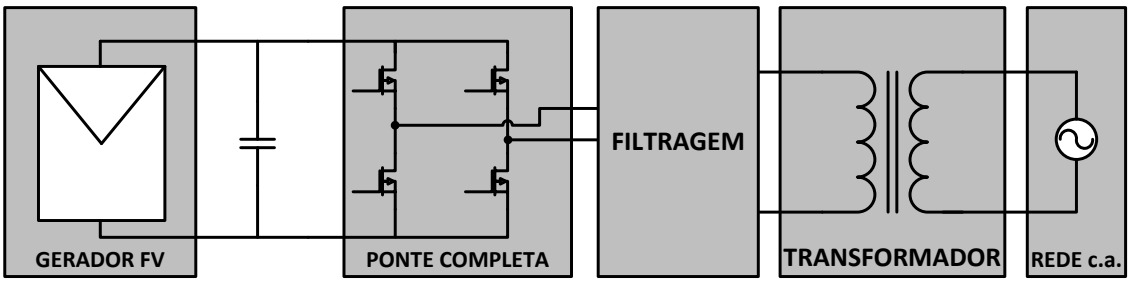


Figura 2.2 – Circuito básico de um inversor autocomutado. Adaptado de Calais *et al.*(2002).

[3]IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*, ou transistor bipolar de porta isolada.
[4]MOSFET – *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*, ou transistor de efeito de campo de semicondutor de óxido metálico.

Muitas vezes esses inversores contam com modulação PWM[5], o que ajuda na formação de uma forma de onda de tensão senoidal no lado c.a.. Esses inversores podem controlar as formas de onda de tensão e de corrente no lado c.a., dependendo do esquema de controle adotado. Desse modo, o fator de potência pode ser ajustado para se aproximar da unidade e, dependendo da potência de operação, os harmônicos de corrente podem ser suprimidos (FILHO; VASCONCELOS, 2009).

2.2.2. Quanto ao tipo de topologia

Quanto ao tipo de topologia, os inversores de conexão à rede elétrica podem ser do tipo central, série (em inglês *string*), multisérie (em inglês *multistring*) e módulo com inversor integrado ou módulo c.a.

Os inversores do tipo central (Figura 2.3) são aqueles em que todo o arranjo fotovoltaico (grupo de módulos em série e paralelo) está conectado em um só inversor. Neste tipo de topologia cada série (conjunto de módulos fotovoltaicos em série) necessita de um diodo de bloqueio, o que acarreta em perdas; além disso, no caso de falha do inversor todo o arranjo FV é desconectado.

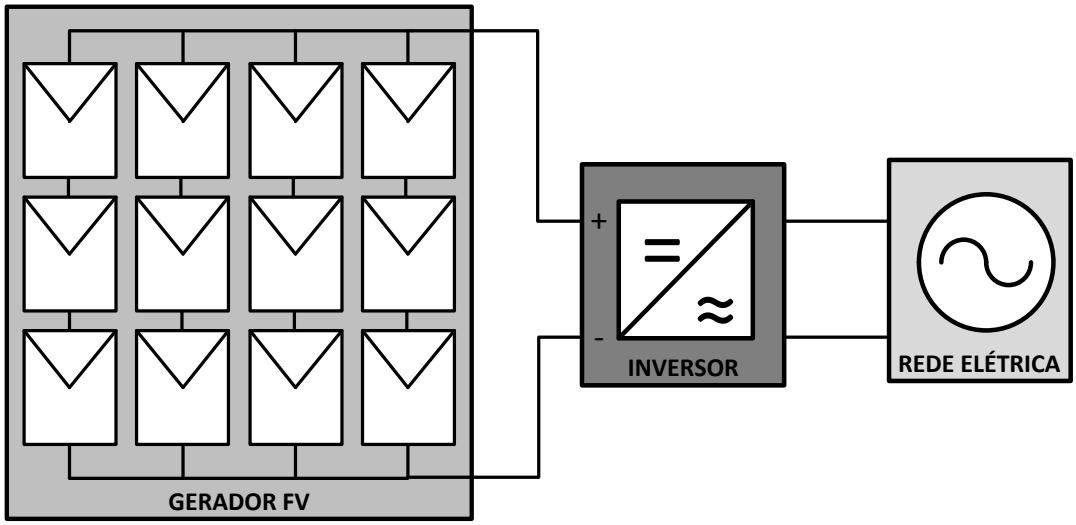


Figura 2.3 – Inversor com topologia tipo central.

Como todo o gerador FV é conectado ao inversor através de apenas um só arranjo, o seguimento individual do ponto de máxima potência é impossibilitado. Nesse sentido, se uma série estiver com ponto de máxima potência diferente das outras séries (como no caso do sombreamento de uma das séries) o SPMP não será ótimo.

Devido à concentração de todo o gerador fotovoltaico em apenas um inversor, essa topologia torna-se bastante inflexível quanto à configuração do gerador fotovoltaico. Porém

[5]PWM – *Pulse Width Modulation*, ou modulação por largura de pulso.

seu custo é menor em relação às outras topologias, devido à menor quantidade de equipamentos.

Os inversores do tipo série (Figura 2.4) são aqueles em que cada série do gerador FV tem seu próprio inversor. Nessa topologia, como não há necessidade de diodo de bloqueio, as perdas devido ao diodo são inexistentes.

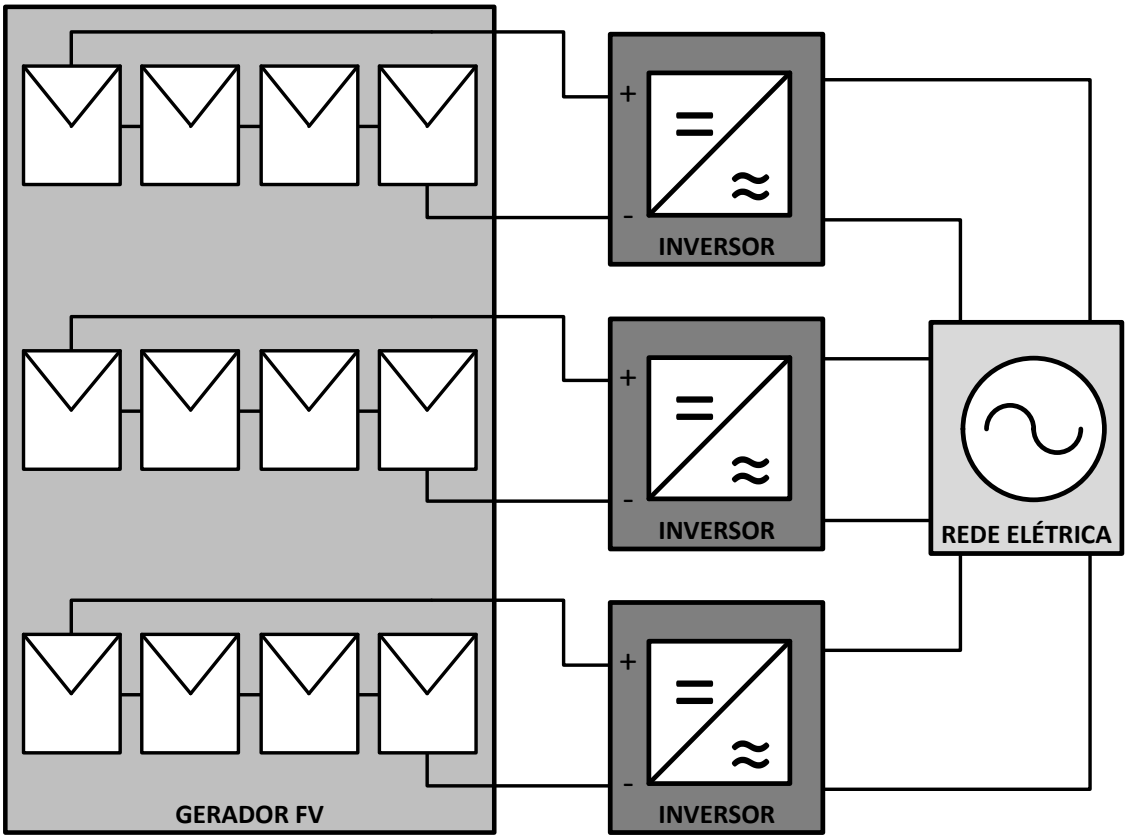


Figura 2.4 – Inversor com topologia tipo *série*.

Como cada série tem seu próprio SPMP, as perdas por sombreamento são reduzidas, fazendo com que a eficiência do sistema seja aumentada. Além disso, há a possibilidade da montagem de cada série em diferentes planos, sem comprometer o seguimento do ponto de máxima potência.

Como o gerador FV não é ligado exclusivamente em apenas um inversor, no caso de falha de um dos inversores, parte do sistema fotovoltaico ainda estará injetando energia na rede elétrica através dos outros inversores. Isso aumenta a confiabilidade do sistema, porém aumenta o custo, devido à maior quantidade de equipamentos.

Os inversores do tipo multisérie (Figura 2.5) são aqueles em que há um seguidor do ponto de máxima potência para cada série. Esse inversor apresenta as vantagens de vários inversores série em um só dispositivo.

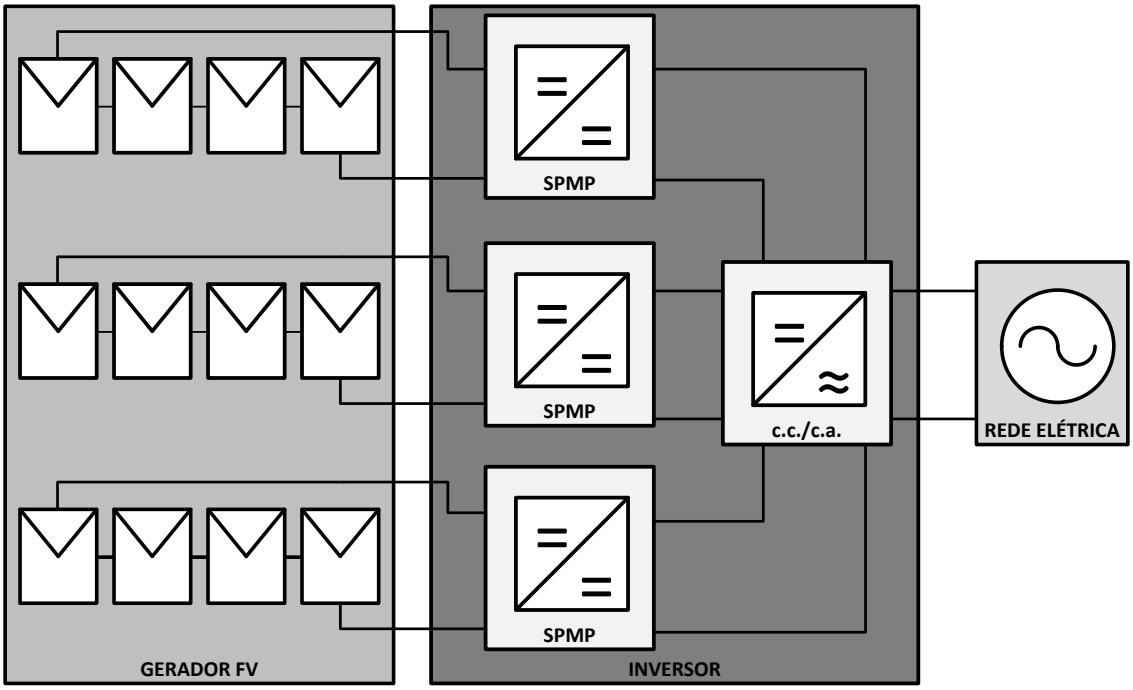


Figura 2.5 – Inversor com topologia tipo multisérie.

Os módulos com inversor integrado, ou módulo c.a., são aqueles em que há a integração de um inversor a um único módulo FV, como mostra a Figura 2.6. Essa tecnologia acaba com as perdas por dispersão entre módulos, além de prover um ajuste ótimo entre a geração e os processos de SPMP e inversão. Um grande atrativo dessa tecnologia é tornar o SFCR um dispositivo *plug and play*, o qual pode ser manipulado por qualquer pessoa sem conhecimento específico. A grande dificuldade dessa tecnologia está na baixa durabilidade do inversor, decorrente da operação dos elementos eletrônicos em temperaturas elevadas.

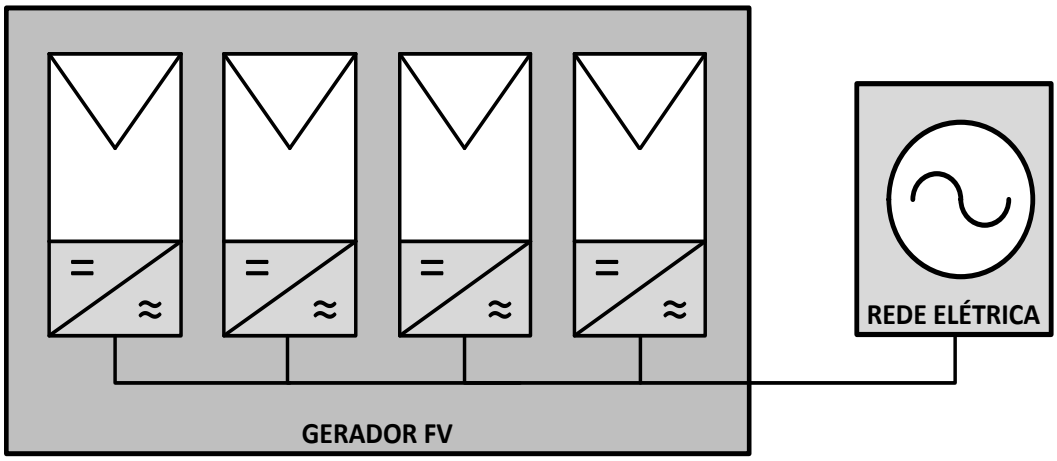


Figura 2.6 – Inversor com topologia tipo módulo c.a.

2.2.3. Quanto ao tipo de isolação galvânica

Quanto ao tipo de isolação galvânica, os inversores podem ser do tipo sem transformador e com transformador, sendo que este pode ser tanto de alta ou de baixa frequência.

Os transformadores de baixa frequência (50 a 60 Hz) utilizados em inversores isolados galvanicamente são amplamente empregados para o casamento da tensão de saída do inversor com a tensão da rede elétrica. A isolação elétrica provida pelo transformador, conforme ilustração da Figura 2.7, além de permitir que o gerador FV seja projetado para operar em tensões baixas, também permite reduzir interferências eletromagnéticas (IEM) produzidas pelo inversor (DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE, 2008).

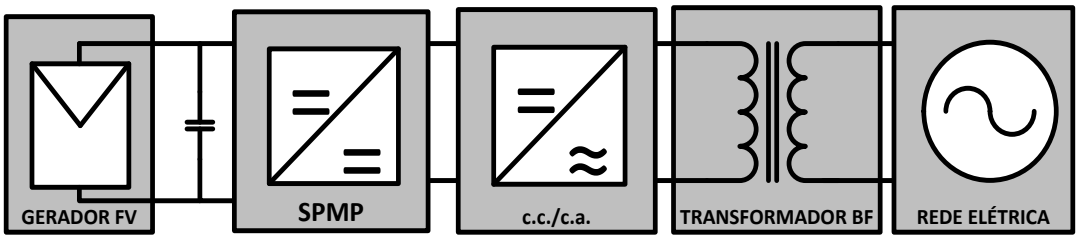


Figura 2.7 – Inversor com transformador de baixa frequência.

Apesar das vantagens decorrentes da utilização do transformador de baixa frequência em inversores, esse dispositivo apresenta perdas elevadas, além de provocar o aumento de volume e peso do equipamento. Como o transformador é formado por indutâncias, há a necessidade de potência reativa para a sua magnetização, o que faz com que o Fator de Potência do inversor seja desviado da unidade.

Uma forma de se reduzir essas perdas é a utilização de um transformador de alta frequência (ilustrado na Figura 2.8), o qual é menor, mais leve e mais eficiente. Porém, o circuito de um inversor com transformador de alta frequência é mais complexo que um de baixa, o que torna a diferença no custo destes equipamentos relevante (DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE, 2008).

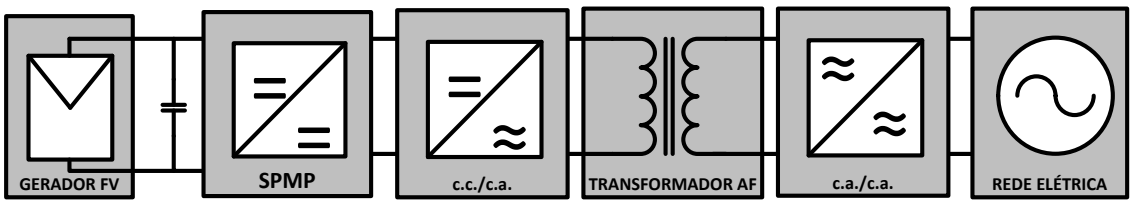


Figura 2.8 – Inversor com transformador de alta frequência.

A utilização de inversores sem transformador (ilustrado na Figura 2.9) depende da regulamentação vigente no país onde será instalado o SFCR. Esta regulamentação pode exigir

separação galvânica entre o lado c.c. e c.a. Além disso, determinados módulos cristalinos, como alguns módulos de alto rendimento, necessitam de uma ligação à terra do gerador fotovoltaico com elevada resistência, e sem a separação galvânica se produziria um curto-circuito. No caso de módulos de filmes finos, são necessários inversores com transformador, uma vez que sem separação galvânica surge um potencial capaz de provocar nesses módulos uma corrosão elétrica, danificando suas células (RAMPINELLI, 2010).

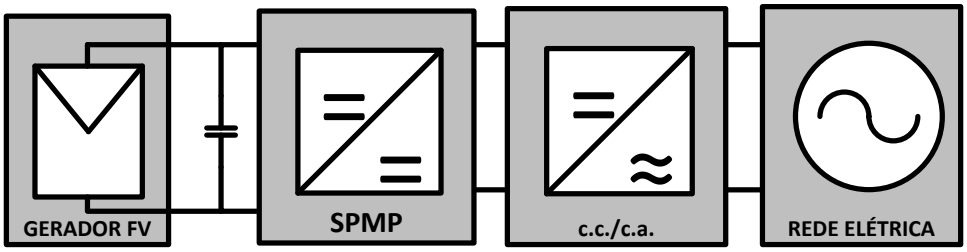


Figura 2.9 – Inversor sem transformador.

Inversores sem transformador apresentam comumente problemas de correntes de fuga devido à conexão momentânea entre os polos do gerador e o neutro da rede, e também às capacitâncias parasitas entre o gerador FV e o terra. Essas correntes devem ser limitadas pelo inversor, devido à segurança e à compatibilidade eletromagnética do sistema (FILHO; VASCONCELOS, 2009).

Além da corrente de fuga, a falta de transformador elimina o bloqueio de injeção de componente contínua na rede elétrica. Neste sentido, inversores sem transformadores apresentam dispositivos de bloqueio deste tipo de corrente, a fim de manter os padrões de Qualidade de Energia Elétrica do inversor.

A Tabela 2.1 apresenta um resumo das vantagens e desvantagens da utilização de transformadores em inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Tabela 2.1 – Vantagens e desvantagens da utilização de transformador em inversores.

	Com Transformador	**Sem Transformador**
Vantagens	Lado c.c. e c.a. são isolados galvanicamente Possibilidade de trabalhar com tensões c.c. baixas Redução de IEM	Possibilidade de trabalhar com tensões c.c. altas Aumento da Eficiência Redução de peso e volume
Desvantagens	Perdas ôhmicas e magnéticas no transformador Aumento de peso e volume	Necessidade de se utilizar dispositivos de proteção adicionais Aumento de IEM

2.3. Métodos de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP)

Os seguidores do ponto de máxima potência são dispositivos responsáveis pela alteração do ponto de operação do gerador fotovoltaico, a fim de prover a máxima potência disponível. Para realizar o seguimento, normalmente utilizam-se conversores de potência c.c./c.c. que implementam um método de seguimento, o qual pode ser direto ou indireto.

Os métodos indiretos são aqueles baseados em dados de curvas típicas de geradores FV, para diferentes irradiâncias e temperaturas, ou em modelos matemáticos utilizados para estimar o ponto de máxima potência. Grande parte dos métodos indiretos é baseada em relações matemáticas obtidas a partir de dados empíricos, os quais normalmente não satisfazem todas as condições climatológicas.

Dentre os métodos indiretos podem-se destacar o da tensão de circuito aberto, o da corrente de curto-circuito e o da tensão de circuito aberto de célula auxiliar.

2.3.1. Método da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico

Este método baseia-se no fato de que a tensão no ponto de máxima potência V_{PMP} é linearmente proporcional, k, à tensão de circuito aberto V_{OC} do gerador fotovoltaico, conforme a equação (2.1). A constante de proporcionalidade k depende principalmente da tecnologia das células FV e das condições meteorológicas (irradiância e temperatura), porém normalmente utilizam-se valores de 0,73 a 0,8 (SALAS *et al.*, 2006).

$$V_{PMP} = k \times V_{OC} \tag{2.1}$$

O funcionamento deste método consiste em ajustar periodicamente a tensão de operação do gerador fotovoltaico para valores próximos da tensão V_{PMP}. O ponto de máxima potência (PMP) é calculado através da equação (2.1), utilizando uma constante de proporcionalidade pré-definida e o V_{OC}, o qual é medido desconectando o gerador fotovoltaico. A Figura 2.10 apresenta o algoritmo utilizado neste método.

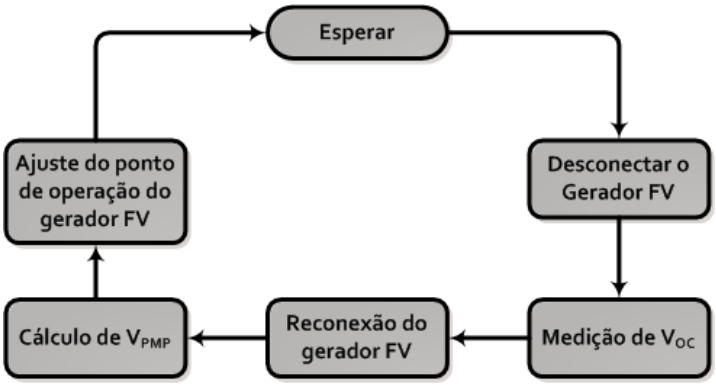


Figura 2.10 – Algoritmo do SPMP utilizado no método da tensão de circuito aberto.

Apesar deste método ser bastante simples e barato de se implementar, a desconexão do gerador fotovoltaico provoca o não aproveitamento de energia disponível; além disso, o valor atribuído a k nem sempre é o ideal.

2.3.2. Método da corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico

Este método é bastante similar ao método da tensão de circuito aberto, porém utiliza a relação linear da corrente de curto circuito I_{SC} com a corrente do ponto de máxima potência I_{PMP}.

O funcionamento deste método consiste em ajustar periodicamente a corrente de operação do gerador fotovoltaico para valores próximos da corrente I_{PMP}. O ponto de máxima potência (PMP) é calculado através de uma relação diretamente proporcional, utilizando uma constante de proporcionalidade pré-definida e I_{SC}, a qual é medida desconectando o gerador fotovoltaico. A Figura 2.11 apresenta o algoritmo utilizado neste método.

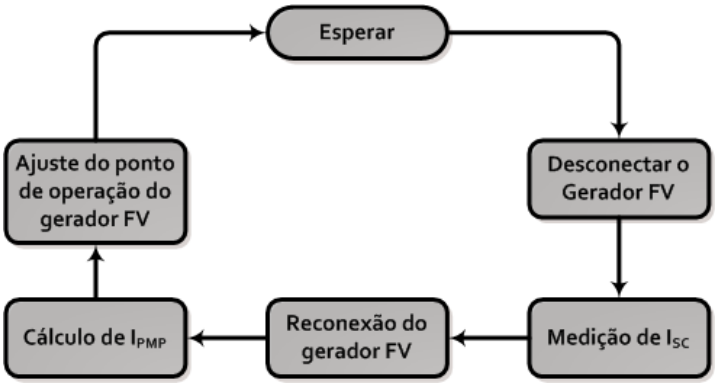


Figura 2.11 – Algoritmo do SPMP utilizado no método de corrente de curto-circuito.

Visto que o algoritmo da Figura 2.11 é praticamente igual ao da Figura 2.10, mudando apenas de corrente para tensão, este tipo de seguimento do ponto de máxima potência apresenta as mesmas desvantagens e vantagens do método da tensão de circuito aberto.

2.3.3. Método da tensão de circuito aberto de célula auxiliar

Visando eliminar as perdas geradas pela desconexão do gerador FV, criou-se um novo método similar ao método da tensão de circuito aberto; porém, a medição da V_{OC} é realizada sem a desconexão do gerador fotovoltaico, mas utilizando uma célula com as mesmas características dos módulos FV utilizados no gerador.

Os métodos diretos são aqueles que utilizam diretamente as medições de corrente e tensão do gerador fotovoltaico sem as relacionar com valores característicos dos materiais utilizados na fabricação dos módulos fotovoltaicos, ou seja, eles utilizam as próprias medições como valores de referência para a busca do ponto de máxima potência.

Dentre os métodos diretos podem-se destacar o P&O (Perturbar e Observar), o do incremento da condutância e da capacitância parasita.

2.3.4. Método P&O (Perturbar e Observar)

Este é o método mais utilizado para o SPMP, devido a sua simplicidade de implementação. O algoritmo do seguidor opera (Figura 2.12) incrementando e decrementando periodicamente a tensão de operação do gerador FV (V_{FV}). Quando a alteração da tensão pelo SPMP gera um incremento na potência de saída do inversor (P), significa que a alteração da tensão foi no sentido correto. Porém, quando a alteração da tensão gera uma redução da potência de saída do inversor, significa que a alteração da tensão foi no sentido incorreto e que a próxima alteração deve ser no outro sentido (reduzir ou aumentar a tensão).

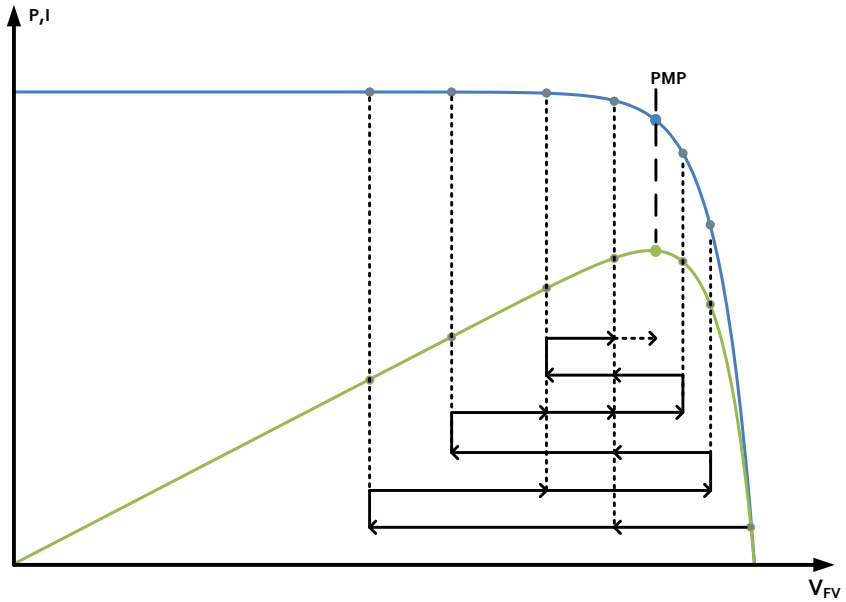


Figura 2.12 – Seguimento do PMP utilizando o método de P&O.

Neste método o ponto de operação do gerador fotovoltaico oscila ao redor do ponto de máxima potência (PMP), mesmo quando não há variação de irradiância e temperatura, devido aos constantes incrementos e decrementos de tensão. Além disso, em casos de mudanças repentinas de irradiância, o SPMP pode rastrear no sentido errado, não realizando devidamente sua função.

2.3.5. Método do incremento da condutância

O método do incremento da condutância é uma variação do método P&O, onde a partir da verificação da condutância, $\frac{dI_{FV}}{dV_{FV}}$, é possível identificar o ponto de máxima potência (PMP), onde $\frac{dP_{FV}}{dV_{FV}} = 0$, e assim evitar que o seguidor fique oscilando ao redor desse ponto, como no método P&O. Com as equações (2.2) e (2.3) fica fácil perceber a relação entre a condutância, $\frac{I_{FV}}{V_{FV}}$, e a identificação do PMP.

$$\frac{\mathrm{dP_{FV}}}{\mathrm{dV_{FV}}} = \mathrm{I_{FV}}\frac{\mathrm{dV}}{\mathrm{dV}} + \mathrm{V_{FV}}\frac{\mathrm{dI}}{\mathrm{dV}} = \mathrm{I_{FV}} + \mathrm{V_{FV}}\frac{\mathrm{dI_{FV}}}{\mathrm{dV_{FV}}} = 0 \tag{2.2}$$

$$\frac{dI_{FV}}{dV_{FV}} = -\frac{I_{FV}}{V_{FV}} \tag{2.3}$$

A principal vantagem deste método é que ele consegue rastrear mais rapidamente o PMP em condições de rápida mudança da irradiância, onde o método P&O costuma ser menos eficiente. Além disso, é possível identificar o ponto de máxima potência, reduzindo a oscilação decorrente do algoritmo do método de perturbar e observar. A Figura 2.13 apresenta o algoritmo utilizado por este método.

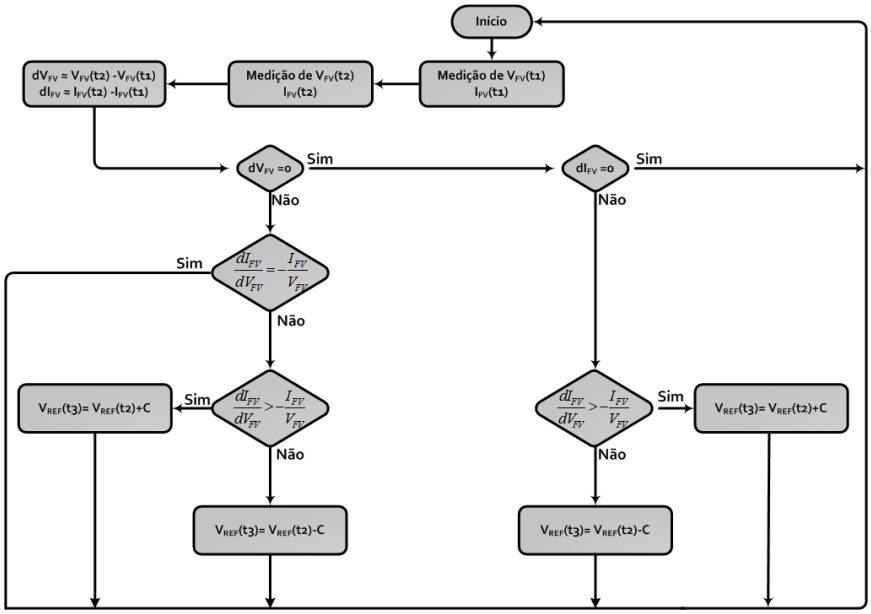


Figura 2.13 – Algoritmo do SPMP utilizado no método de incremento da condutância.

2.3.6. Método da capacitância parasita

O método da capacitância parasita é um refinamento do método do incremento da condutância, o qual leva em consideração a capacitância presente nas células fotovoltaicas do gerador FV. Para determinar a capacitância parasita o *switching ripple* do SPMP é medido, utilizando uma série de filtros e multiplicadores, e então utilizado para calcular a condutância do gerador FV. O algoritmo de incremento da condutância é usado então para determinar o sentido em que o ponto de operação deve deslocar-se (HOHM; ROPP, 2000).

A desvantagem deste método é que a capacitância parasita em cada módulo fotovoltaico é bem pequena, e só será evidente em um gerador com um número significativo de módulos em paralelo. Além disso, o capacitor de entrada utilizado nos conversores c.c./c.c. dos SPMP pode mascarar o valor da capacitância parasita, diminuindo a eficiência deste algoritmo.

A Tabela 2.2 apresenta uma comparação (vantagens e desvantagens) dos métodos de seguimento do ponto de máxima potência apresentados.

Tabela 2.2 – Comparação entre os métodos de SPMP.

Método	Vantagens	Desvantagens
Tensão de circuito aberto	Implementação simples e barata	Baixa eficiência devido à desconexão do gerador FV. Dificuldade de encontrar uma constante ótima para achar o ponto de máxima potência.
Corrente de curto-circuito	Implementação simples e barata	Baixa eficiência devido à desconexão do gerador FV. Dificuldade de encontrar uma constante ótima para achar o ponto de máxima potência.
Tensão de circuito aberto de célula auxiliar	Implementação simples e barata	Dificuldade de encontrar uma constante ótima para achar o ponto de máxima potência.
Perturbar e Observar	Fácil implementação	Oscila ao redor do ponto de máxima potência. Pode se perder em mudanças rápidas de irradiância.
Incremento de condutância	Não oscila ao redor do ponto de máxima potência. Não se perde em mudanças rápidas de irradiância.	Algoritmo mais complexo que o do método P&O.
Capacitância parasita	Não oscila ao redor do ponto de máxima potência. Não se perde em mudanças rápidas de irradiância.	A capacitância parasita em geradores FV pequenos é desprezível e o algoritmo é de difícil implementação. O capacitor de entrada do SPMP mascara a capacitância parasita.

2.4. Métodos de Detecção de Ilhamento

Como já mencionado, a operação em ilha, ou ilhamento, de um inversor para SFCR é uma condição em que parte do sistema elétrico, a qual contém a geração e a carga, permanece energizado mesmo isolado do resto do sistema. Como a operação em ilha pode originar problemas de segurança, sua ocorrência deve ser evitada. Para tal diversos métodos de detecção de ilhamento foram desenvolvidos.

Os métodos de detecção de ilhamento podem ser divididos em três categorias:

- Métodos passivos: são aqueles baseados apenas na observação de variáveis como tensão e frequência no ponto de conexão do inversor.
- Métodos ativos: são aqueles que geram uma perturbação e observam o comportamento do sistema a fim de detectar um possível ilhamento.
- Métodos externos ao inversor: são aqueles que utilizam dispositivos externos para a desconexão do inversor, e/ou o comando de desconexão é originado externamente.

Nesta seção os principais métodos de detecção de ilhamento são revisados. Suas vantagens e desvantagens serão listadas, assim como a zona escura de detecção (em inglês Non Detection Zone – NDZ) para cada método será apresentada. Os métodos externos não serão revisados devido à sua não usabilidade em decorrência do fato de que eles precisam de dispositivos externos ao sistema fotovoltaico para funcionarem; logo estes fogem do escopo deste trabalho.

Uma zona escura de detecção é uma faixa de valores de carga, na qual é possível ocorrer a operação em ilha. A zona escura de detecção pode ser representada por um plano, em que os eixos são as diferenças de potência entre uma carga 100 % casada com a geração proveniente do inversor e a carga atual (ΔP, ΔQ).

A Figura 2.14 apresenta um circuito genérico de um sistema fotovoltaico conectado à rede, no qual se pode observar o fluxo de potência utilizado para a formação do plano de representação da zona escura de detecção (Figura 2.15). Pode-se notar que a carga do circuito da Figura 2.14 é uma carga RLC paralela, a qual é normalmente utilizada em ensaios de anti-ilhamento, pois é a que promove mais zonas escuras de detecção dentre os métodos de anti-ilhamento utilizados atualmente (BOWER; ROPP, 2002).

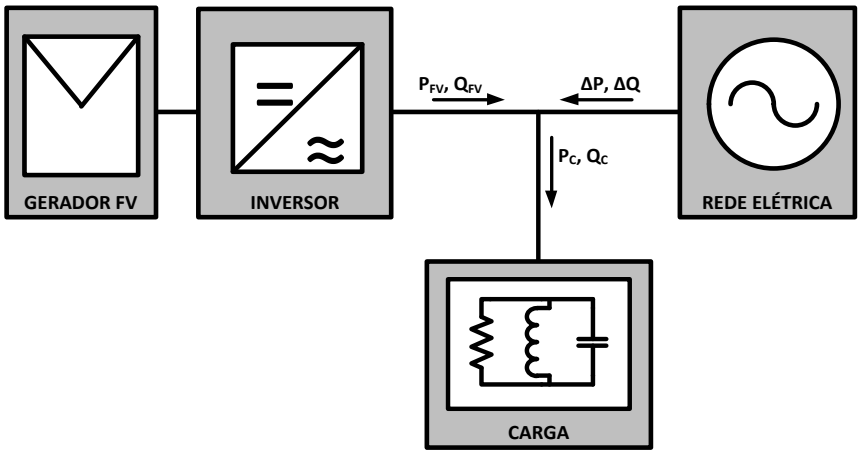


Figura 2.14 – Circuito genérico de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

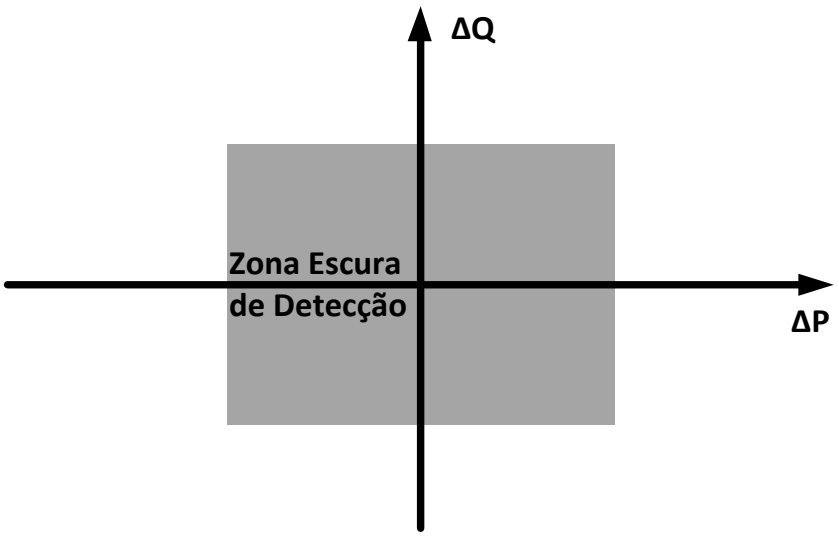


Figura 2.15 – Plano representativo de uma zona escura de detecção.

Dentre os métodos passivos de detecção de ilhamento de inversores para SFCR podem-se citar os métodos de sobre/sub tensão e frequência, detecção de salto no ângulo de fase e detecção de DHT de corrente e tensão.

2.4.1. Sobre/sub tensão e frequência

Todos os inversores de conexão à rede elétrica devem conter proteções de sobre/sub tensão e frequência, as quais interrompem o fornecimento de energia do inversor para a rede quando a frequência ou tensão no ponto de conexão estão fora dos limites estabelecidos. Este método, além de evitar a operação em ilha, também protege o inversor.

Em inversores com esse tipo de proteção, o comportamento do sistema depende da potência ΔP e ΔQ fornecida pela rede à carga no instante da formação da ilha. Se $\Delta P \neq 0$, a

tensão no ponto de conexão do inversor à rede irá variar e as proteções de sobre/sub tensão irão atuar e proteger o sistema. No caso de $\Delta Q \neq 0$, a tensão no ponto de conexão irá mudar repentinamente de fase e o controle do inversor irá mudar a frequência da sua corrente de saída até a frequência de ressonância do sistema ser atingida. Esta mudança de frequência deverá ser detectada pelas proteções de sobre/sub frequência, fazendo com que o inversor seja desconectado.

Na prática, normalmente a carga não está casada com o inversor. Além disso, os inversores devem trabalhar com Fator de Potência perto da unidade, o que faz com que a potência reativa seja suprida pela rede. Essas condições fazem com que o sistema fotovoltaico opere normalmente com $\Delta P \neq 0$ e $\Delta Q \neq 0$, fazendo com que condições de ilhamento sejam detectadas pelas proteções de sobre/sub tensão e frequência.

No caso da carga estar casada com a geração fotovoltaica ($\Delta P=0$ e $\Delta Q=0$), quando ocorrer um ilhamento não haverá mudanças significativas na tensão e na frequência no ponto de conexão do inversor, considerando-se uma carga ressonante, que ativem as proteções de sobre/sub tensão ou frequência.

Na realidade, ΔP e ΔQ não precisam ser exatamente iguais a zero para a formação do ilhamento, pois os valores limites das proteções de tensão e frequência não são ajustados sobre os valores nominais da rede, mas sobre uma faixa que permite ao inversor operar sem desconectar no caso de pequenas variações da tensão e frequência da rede.

Apesar dessas faixas de tensão e frequência permitidas serem necessárias para o correto funcionamento do equipamento, elas podem fazer com que o inversor opere em ilha no caso da tensão e da frequência permanecerem dentro dessas faixas durante o ilhamento do sistema fotovoltaico.

A literatura sugere que a probabilidade de ΔP e ΔQ cair na zona escura de detecção é significativa em alguns casos. Portanto, esse tipo de proteção contra ilhamento não é suficiente e deve ser utilizado juntamente com outro método mais eficaz.

Apesar deste método de detecção de ilhamento apresentar uma zona escura de detecção (Figura 2.16) bastante abrangente, este método também funciona como proteção contra outros distúrbios da rede. Além disso, é um método simples de se implementar e pode ser utilizado como mecanismo de desconexão do inversor por outros métodos de anti-ilhamento.

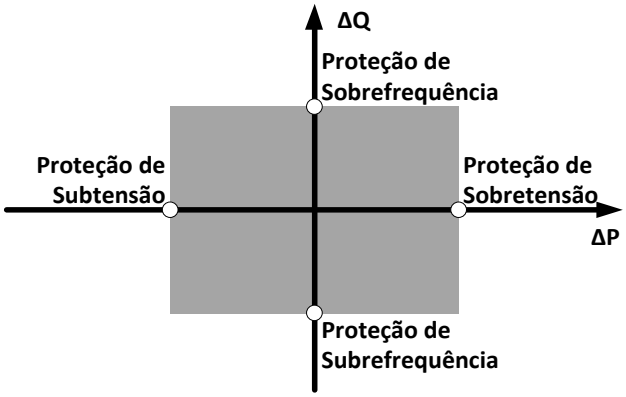


Figura 2.16 – Zona escura de detecção de ilhamento para o método de sobre/sub tensão e frequência.

2.4.2. Detecção de salto no ângulo de fase

O método de detecção de salto no ângulo de fase consiste em monitorar a defasagem entre a tensão no ponto de conexão do inversor e a corrente injetada na rede. Durante a operação normal de inversores do tipo fonte de corrente, a forma de onda da corrente de saída do inversor é sincronizada com a tensão da rede, identificando quando a tensão passa por 0 V. Esse sincronismo normalmente é realizado com um circuito de malha de captura de fase (em inglês *phase-locked loop* - PLL).

Porém, quando ocorre um ilhamento, a tensão no ponto de conexão não é mais fixada pela rede elétrica. Como a sincronização só ocorre nos pontos de cruzamento com 0 V, a corrente de saída do inversor continua seguindo a forma de onda da tensão do momento anterior à formação do ilhamento.

Com a ausência da rede, o inversor terá que fornecer potência reativa à carga e como a tensão no ponto de conexão não é mais fixada pela rede elétrica, esta irá saltar devido à defasagem provocada pelo fornecimento de potência reativa, conforme mostrado na Figura 2.17. Quando a tensão e a corrente cruzarem o ponto de zero novamente, a defasagem entre as duas formas de onda poderá ser utilizada para a detecção de operação em ilha. Porém, se os valores limites de defasagem estiverem mal ajustados, a zona escura de detecção poderá ter tamanho considerável.

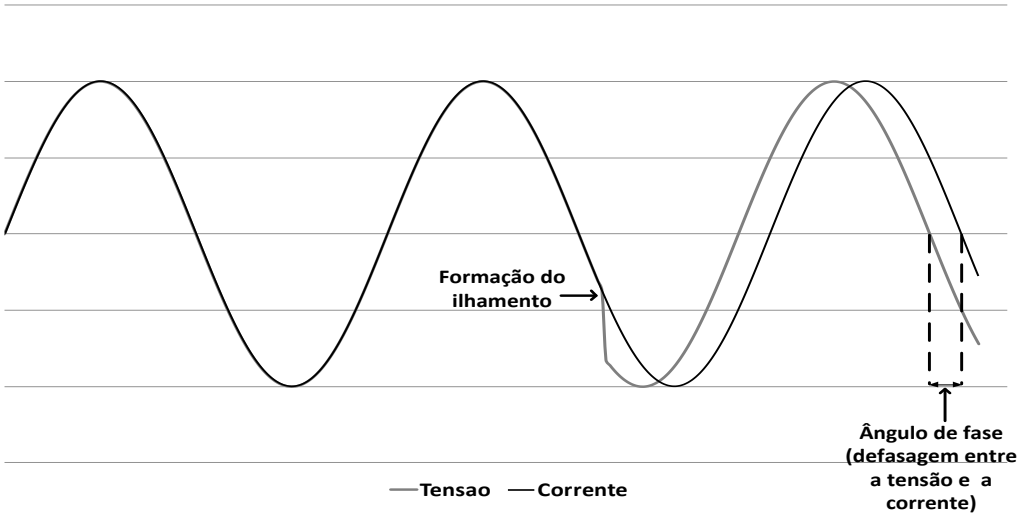


Figura 2.17 – Detecção de salto no ângulo de fase.

Uma das grandes vantagens deste método é a sua facilidade de implementação. Uma vez que o inversor requer um circuito de malha de captura de fase para a sincronização com a rede, tudo o que é necessário para implementar a detecção de salto no ângulo de fase é adicionar a capacidade de desconectar o inversor da rede se o ângulo de fase exceder um limite.

Sua maior desvantagem é a dificuldade de se escolherem valores limites de ângulo de fase que promovam a detecção de ilhamento de forma segura e que não provoquem desconexões do inversor por causa de transientes na tensão, provocados pela partida de cargas como motores.

A zona escura de detecção para este método pode variar de acordo com o tipo de carga. Em cargas sem defasagem entre a tensão e a corrente, não haverá salto no ângulo de fase em caso de ilhamento, e o método terá dificuldades de detectar a operação em ilha. Logo, a zona escura de detecção pode ser considerada semelhante à dos métodos de sobre/sub tensão e frequência. Para cargas com defasagem, a zona escura de detecção será limitada de acordo com os valores limites utilizados para a detecção do salto no ângulo de fase.

2.4.3. Detecção de distorção harmônica

O método de detecção de distorção harmônica consiste em monitorar a DHT da tensão no ponto de conexão do inversor e desconectá-lo no caso de ultrapassagem do valor limite. Em condições normais de operação, a rede elétrica apresenta impedância muito pequena. Como a impedância da rede é bastante pequena, a interação da corrente harmônica com a impedância da rede produz apenas pequenas distorções na tensão no ponto de conexão do

inversor, as quais são geralmente bem menores que o valor limite da desconexão por distorção harmônica.

Quando ocorre um ilhamento, a impedância da parte da rede que ficou ilhada apresenta uma impedância muito maior que a da rede de antes do ilhamento. Com a impedância maior, a interação entre a corrente harmônica e a impedância da rede produz distorções consideráveis na tensão do ponto de conexão do inversor. Esta distorção na tensão pode ser detectada pelo inversor, que avaliará se ocorreu um ilhamento.

Apesar deste método ser teoricamente bastante eficaz na detecção de ilhamento sobre várias condições, ele sofre dos mesmos problemas dos outros métodos passivos, a escolha dos valores limites para a desconexão.

Este método pode apresentar uma zona escura de detecção bem larga. No caso de cargas com fortes características de filtro passa-baixas, o que ocorre para cargas com alto Fator de Qualidade, este método poderá falhar. Este método também poderá falhar quando a energia de saída dos inversores é de alta qualidade (baixíssima distorção harmônica).

Dentre os métodos ativos de detecção de ilhamento de inversores para SFCR podem-se citar os métodos de medição da impedância, medição da impedância harmônica, deslocamento de frequência e salto de frequência.

2.4.4. Medição da impedância

Um inversor para sistemas fotovoltaicos de conexão à rede elétrica normalmente funciona como uma fonte de corrente. O método da medição da impedância consiste em adicionar perturbações na corrente gerada pelo inversor, a qual provoca uma perturbação na tensão no ponto de conexão do inversor. Quando o inversor está operando em ilha, a perturbação na corrente provoca uma variação detectável na tensão, possibilitando a identificação de um ilhamento. Esta variação é monitorada através do cálculo de $\frac{dV}{dI_{FV}}$, que representa a impedância vista pelo inversor; em consequência disso o nome do método é "medição da impedância".

O principal problema deste método é que em sistemas com vários inversores não sincronizados entre si, a eficiência de detecção de ilhamento cai à medida que o número de inversores aumenta. Outro problema muito importante é a necessidade de se escolherem valores limites de impedância para a identificação de ilhamento. Isto requer o valor da impedância da rede, que é normalmente desconhecida. Em decorrência disso, este método se torna um pouco impraticável (ROPP, 1998).

Devido à necessidade de limites de impedância para a detecção do ilhamento, há a formação de uma zona escura de detecção, onde a impedância medida (mesmo em um ilhamento) pode estar dentro da faixa de valores limites. Apesar da zona escura de detecção devido às diferentes cargas existir, a probabilidade de haver uma carga com impedância que gere uma condição propícia ao ilhamento é bastante baixa. Porém, o problema decorrente do uso de vários inversores tem alta probabilidade de acontecer.

2.4.5. Medição da impedância harmônica

Este método é uma derivação do método de detecção de distorção harmônica. A diferença é que o inversor injeta uma corrente harmônica ou sub-harmônica e utiliza o mesmo mecanismo do método de origem para detectar um possível ilhamento.

O nome deste método deriva do fato que a amplitude da distorção harmônica produzida na tensão do ponto de conexão do inversor com a rede elétrica é proporcional à impedância da carga na frequência da corrente harmônica injetada.

Este método possui as mesmas vantagens e desvantagens do método de origem, mas várias desvantagens podem ser suprimidas se forem injetadas correntes sub-harmônicas. Porém, a injeção de correntes sub-harmônicas na rede não é muito desejável, a menos que suas amplitudes sejam bem pequenas, pois elas podem causar má operação de equipamentos e problemas com transformadores (BOWER; ROPP, 2002).

A zona escura de detecção deste método é afetada pela utilização de vários inversores no mesmo ponto de conexão e por cargas com características de filtro na frequência utilizada pelo inversor para implementar o método.

2.4.6. Deslocamento de frequência

Este método consiste em introduzir uma distorção na forma de onda da corrente injetada pelo inversor (Figura 2.18), a fim de provocar uma variação contínua na frequência da tensão no ponto de conexão do inversor, fazendo com que a proteção de sobre/sub frequência atue.

Quando conectado à rede elétrica é impossível mudar a frequência; porém, quando desconectado (ilhamento), a frequência no ponto de desconexão é forçada a variar para mais ou para menos, em decorrência da busca do inversor pela frequência de ressonância da carga (BOWER; ROPP, 2002);

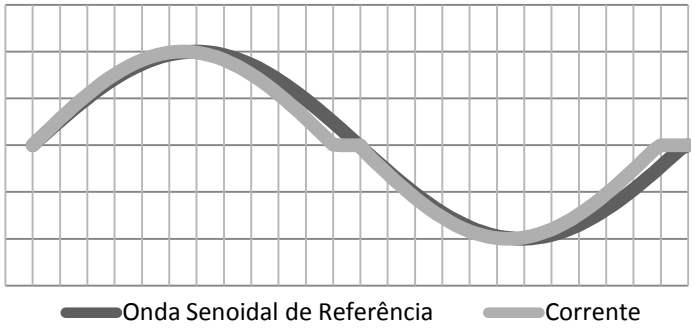


Figura 2.18 – Exemplo de forma de onda utilizada para implementar o método de deslocamento da frequência. Uma senóide pura é colocada para a comparação com a forma de onda de corrente distorcida.

A principal vantagem deste método é a facilidade de implementação em inversores microcontrolados. Porém, a utilização de perturbações degrada um pouco a Qualidade de Energia Elétrica da saída do inversor.

Como nos outros métodos de detecção de ilhamento, este também apresenta uma zona escura de detecção, que apesar de existir para cargas com alto Fator de Qualidade, é extremamente pequena, o que o torna um dos métodos mais eficazes.

2.4.7. Deslocamento de fase

Este método consiste em criar uma perturbação na fase da corrente, de modo a criar uma mudança de frequência da tensão no ponto de conexão do inversor na rede, que ative a proteção de sobrefrequência e faça com que o inversor cesse de injetar energia na rede.

Normalmente, os inversores de conexão à rede operam com Fator de Potência unitário, de modo que o ângulo de fase entre a corrente de saída do inversor e a tensão do ponto de conexão seja igual à zero (ou o mais próximo disso). No método do deslocamento de fase, a fase da corrente de saída do inversor não é mantida em zero, mas é variada segundo uma relação que depende do algoritmo de deslocamento de fase utilizado.

A curva de resposta à variação de fase do inversor é projetada de tal forma que a fase da corrente de saída do inversor aumenta mais rapidamente do que a de carga (RLC com um Fator de Potência unitário na região perto da frequência da rede ω_o). Isso faz com que a frequência da rede seja um ponto de operação instável para o inversor.

Enquanto a rede estiver conectada, o inversor estabiliza o ponto de operação na frequência da rede, proporcionando uma referência sólida de fase e de frequência. Porém sem a rede, no caso de um ilhamento, o inversor não consegue estabilizar um ponto de operação de fase e frequência.

A instabilidade do inversor perto de ω_o faz com que ele mude o ponto de operação, caso a curva de resposta à variação de fase do inversor seja bem projetada. Este novo ponto estará fora dos limites de frequência do inversor, fazendo com que as proteções atuem, eliminando o ilhamento.

Apesar de diminuir a Qualidade de Energia Elétrica da saída do inversor, como os outros métodos ativos, este método é relativamente fácil de implementar, pois envolve apenas a modificação de um componente existente na estrutura do inversor. Além disso, este método é bastante eficaz, mesmo em sistemas com vários inversores conectados no mesmo ponto de conexão com a rede.

A zona escura de detecção deste método é em geral bastante reduzida se comparada com os outros métodos. Porém, há cargas (especialmente com alto Fator de Qualidade e ressonância perto da frequência da rede) com a resposta à fase que não permitem uma ação mais rápida do inversor, devido à estabilidade perto de ω_o, impedindo o funcionamento adequado deste método (BOWER; ROPP, 2002).

2.4.8. Variação da corrente

Este método consiste em aplicar mudanças na amplitude da corrente de saída do inversor em função da tensão no ponto de conexão do inversor à rede por um determinado período.

Se houver uma redução na tensão do ponto de conexão, o inversor irá aplicar uma mudança negativa na amplitude de sua corrente de saída, que consequentemente, irá reduzir a potência de saída. Se a rede estiver conectada, os efeitos dessa redução de potência serão mínimos ou até inexistentes.

Porém, quando a rede não estiver conectada, no caso de um ilhamento, e houver uma redução na tensão do ponto de conexão, haverá uma nova redução na amplitude da tensão devido à redução de corrente imposta pelo inversor. Esta redução adicional na amplitude da tensão poderá ser detectada pela proteção de sobre/sub tensão do inversor (BOWER; ROPP, 2002).

Além deste método ser bastante simples de se implementar em inversores microcontrolados, acredita-se que este apresenta uma das maiores eficiências em detecção de ilhamento. Sua grande desvantagem é a redução na eficiência de geração do inversor.

A zona escura de detecção deste método é bastante similar à do método de sobre/sub tensão e frequência, devido a este método não conseguir identificar um ilhamento para certas condições de cargas RLC casadas com a geração do inversor. Apesar da semelhança, a zona

escura de detecção deste método é muito inferior ao de sobre/sub tensão e frequência, fazendo este método extremamente eficaz em identificar um ilhamento.

CAPÍTULO 3 - EFICIÊNCIA BRASILEIRA

O manual dos inversores geralmente apresenta curvas de eficiência x carregamento para 3 tensões de entrada, uma para a eficiência máxima e outras duas nas tensões limites da faixa de operação do seguimento do ponto de máxima potência (SPMP). Além disso, normalmente são apresentadas as eficiências máxima, europeia e CEC.

Para comparar os inversores, sem utilizar apenas a eficiência máxima que estes podem alcançar, mas levando em consideração o fato de que o inversor não funciona todo o tempo na potência nominal, na década de 90 foi introduzido o conceito de eficiência europeia, a qual representa a eficiência do inversor sobre diversos carregamentos ($\frac{Potência_{Sáida}}{Potência_{Nominal}}$).

A eficiência europeia é uma média ponderada representada pela equação (3.1) (NICKEL, 2004; VALENTINI *et al.*, 2008). A Figura 3.1 ilustra os pontos de uma curva genérica de eficiência x carregamento utilizados no cálculo da equação (3.1), sendo os círculos azuis sobre a curva os pontos de eficiência nos carregamentos indicados (η5 %, η10 %, η20 %, η30 %, η50 %, η100 %) e as barras vermelhas os coeficientes de ponderação relacionados a cada carregamento e sua participação no valor total da eficiência europeia. Os coeficientes de ponderação são associados ao perfil de radiação solar de uma região específica da Alemanha (cidade de Trier) e não dizem respeito à dependência da tensão de entrada.

$$\eta_{EURO} = 0{,}03\,\eta_{5\,\%} + 0{,}06\,\eta_{10\,\%} + 0{,}13\,\eta_{20\,\%} + 0{,}10\,\eta_{30\,\%} + 0{,}48\,\eta_{50\,\%} + 0{,}20\,\eta_{100\,\%} \quad (3.1)$$

sendo $\eta_{(i\,\%)}$ a eficiência de conversão a i % de carregamento do inversor.

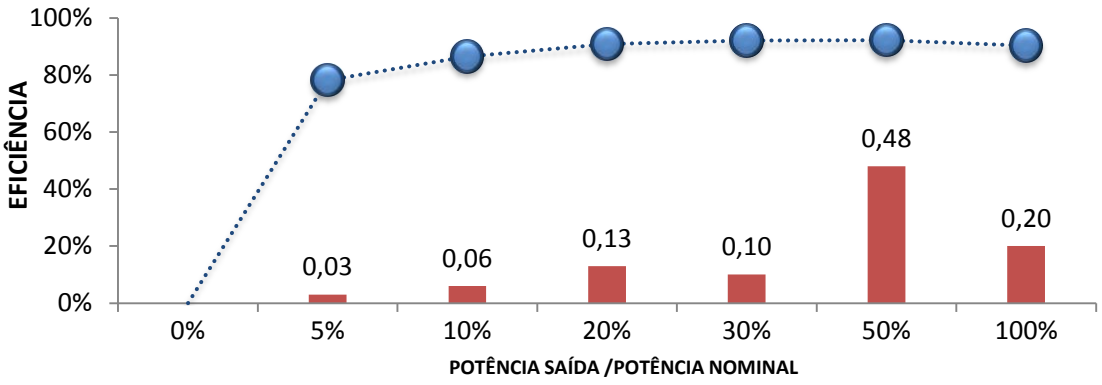


Figura 3.1 – Ilustração dos pontos de uma curva genérica de eficiência x carregamento utilizados no cálculo da eficiência europeia.

Apesar da eficiência europeia ter várias limitações, ela representa a eficiência do inversor melhor que a eficiência máxima. Porém, está relacionada a um perfil de baixa

irradiância solar. Isso pode ser observado pelo fato de que os coeficientes de ponderação para os carregamentos de até 50 % representam 80 % do valor total.

A fim de caracterizar um inversor para o perfil de radiação solar da Califórnia (alto nível de irradiância), a Comissão de Energia da Califórnia (CEC) criou a eficiência CEC, a qual também é uma média ponderada das eficiências em diversos carregamentos de um inversor, apresentada na equação (3.2) (RAMPINELLI *et al.*, 2010).

$$\eta_{CEC} = 0{,}04\eta_{10\,\%} + 0{,}05\eta_{20\,\%} + 0{,}12\eta_{30\,\%} + 0{,}21\eta_{50\,\%} + 0{,}53\eta_{75\,\%} + 0{,}05\eta_{100\,\%} \quad (3.2)$$

A eficiência CEC, assim como a europeia, considera a eficiência do inversor dependente apenas do carregamento. Devido a essa deficiência, diversas formas de se calcular a eficiência têm sido propostas, e dentre elas destaca-se a eficiência PHOTON, a qual leva em consideração o carregamento, a tensão de entrada e o SPMP.

A eficiência PHOTON, criada pela da revista Photon International, é uma média ponderada como a europeia e a CEC. Porém, os valores em cada carregamento (η5 %, η10 %, η20 %, η30 %, η50 %, η100 %) são médias aritméticas da eficiência total (de conversão e de SPMP) em 20 diferentes tensões de entrada na faixa operacional do SPMP. As equações (3.3) e (3.4) apresentam as fórmulas da eficiência PHOTON para perfis de média e alta irradiância, respectivamente (PHOTON LABORATORY, 2010).

$$\eta_{PHOTONMédia} = 0{,}03\eta_{MED5\,\%} + 0{,}06\eta_{MED10\,\%} + 0{,}13\eta_{MED20\,\%} + 0{,}10\eta_{MED30\,\%} + 0{,}48\eta_{MED50\,\%} + 0{,}20\eta_{MED100\,\%} \quad (3.3)$$

$$\eta_{PHOTONAlta} = 0{,}04\eta_{MED10\,\%} + 0{,}05\eta_{MED20\,\%} + 0{,}12\eta_{MED30\,\%} + 0{,}21\eta_{MED50\,\%} + 0{,}53\eta_{MED75\,\%} + 0{,}05\eta_{MED100\,\%} \quad (3.4)$$

sendo que $\eta_{MEDk\,\%}$ é a eficiência total média (média aritmética entre as eficiências totais para 20 tensões de entrada) a k % de carregamento do inversor.

Apesar da eficiência PHOTON oferecer uma opção mais adequada para comparar inversores, ela utiliza os coeficientes de ponderação da eficiência europeia e CEC, o que não caracteriza bem o funcionamento dos inversores no Brasil, pois foram baseados em dados de radiação solar que não são do Brasil. Nesse sentido, este capítulo propõe uma nova eficiência ponderada, a Eficiência Brasileira, na qual os coeficientes representam o perfil médio brasileiro de radiação solar. Além disso, de forma semelhante à eficiência PHOTON, a dependência da tensão de entrada e da eficiência de SPMP é levada em consideração.

Para a formulação da Eficiência Brasileira precisa-se primeiro da caracterização da eficiência de um inversor e do perfil de radiação solar no Brasil.

3.1. Caracterização da Eficiência de Inversores

A eficiência do inversor não é tão simples quanto a relação entre a potência de entrada e a de saída; ela envolve outros fatores como a tensão de entrada e o seguimento do ponto de máxima potência (SPMP).

Diversos conceitos podem ser compreendidos sob o termo geral de eficiência: eficiência de SPMP, de conversão e total, as quais são descritas a seguir.

A eficiência de conversão, equação (3.5), indica a eficácia de transformação de corrente contínua em alternada e é dada pela razão entre a potência c.a. de saída ($P_{c.a.}$), a uma dada tensão de entrada, e a potência c.c. de entrada ($P_{c.c.}$) em um período de integração T definido.

$$\eta_{CONV} = \frac{\int_0^T P_{c.a.} dt}{\int_0^T P_{c.c.} dt} \tag{3.5}$$

A eficiência de SPMP, equação (3.6), indica quanto o inversor consegue utilizar da máxima potência disponibilizada pelo gerador FV, ou seja, é a relação entre as potências c.c. de entrada e no ponto de máxima potência (P_{PMP}) do gerador FV para uma dada condição de irradiância e temperatura.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^T P_{c.c.} dt}{\int_0^T P_{PMP} dt} \tag{3.6}$$

A eficiência de SPMP pode ser dividida em eficiência estática e dinâmica. A eficiência dinâmica de SPMP descreve a precisão do inversor de operar no ponto de máxima potência do gerador FV com variações de irradiância e temperatura. Este conceito não é muito claro, devido à dificuldade em se definir uma variação padrão da irradiância. Alguns trabalhos têm dedicado atenção a este respeito, podendo-se citar Bower *et al.* (2004), Häberlin e Schärf (2009), Häberlin *et al.* (2006), Henze *et al.* (2009) e Valentini *et al.* (2008). Já a eficiência estática de SPMP descreve a precisão do inversor de operar no ponto de máxima potência do gerador FV com irradiância e temperatura fixas.

A eficiência total representa a eficácia conjunta de conversão da potência c.c. em c.a. e de utilização da potência máxima que o gerador FV pode fornecer, e pode ser calculada através da equação (3.7).

$$\eta_T = \eta_{conv} \times \eta_{SPMP} = \frac{\int_0^T P_{c.a.} dt}{\int_0^T P_{PMP} dt} \tag{3.7}$$

3.2. Análise do Perfil de Radiação Solar no Brasil

Dados de radiação solar, com resolução de minutos, são necessários para a determinação dos coeficientes de ponderação da Eficiência Brasileira. Dados de irradiação solar no plano inclinado (inclinação igual à latitude local) para o ano de 2005, com um minuto de resolução e para todas as capitais brasileiras e Distrito Federal, foram obtidos do Projeto SoDa - Solar Radiation Project (disponível em <http://www.soda-is.com>), consórcio criado para integrar e explorar banco de dados de radiação solar pelo mundo.

Com esses dados foi calculada a irradiância média regional e nacional para cada minuto do ano. Os dados de irradiância média foram separados em faixas (0-100, 100-200, 200-300, 300-500, 500-750 e > 750 W/m²) e, em seguida, foi calculada a participação de cada uma na irradiação anual. Essas faixas de irradiância foram escolhidas porque a curva da eficiência do inversor tem uma inclinação no início muito maior do que após os 20 % de carregamento, ou seja, as variações na eficiência no início da curva são maiores e ela mantém-se praticamente constante após os 20 % de carregamento. Logo, é necessário um detalhamento maior no início da curva do que no meio e no final.

A Figura 3.2 mostra a participação de cada faixa de irradiância na irradiação anual para cada região do Brasil e para a média nacional, e a Figura 3.3 mostra a participação de cada faixa de irradiância na irradiação anual para a média nacional e a distribuição de frequência da irradiância para essas faixas.

Vale ressaltar que apesar de a média nacional ser utilizada no decorrer do trabalho, cada região tem suas características e as informações da Figura 3.2 podem ser utilizadas para a otimização da escolha do inversor para usinas fotovoltaicas que serão instaladas em regiões diferentes.

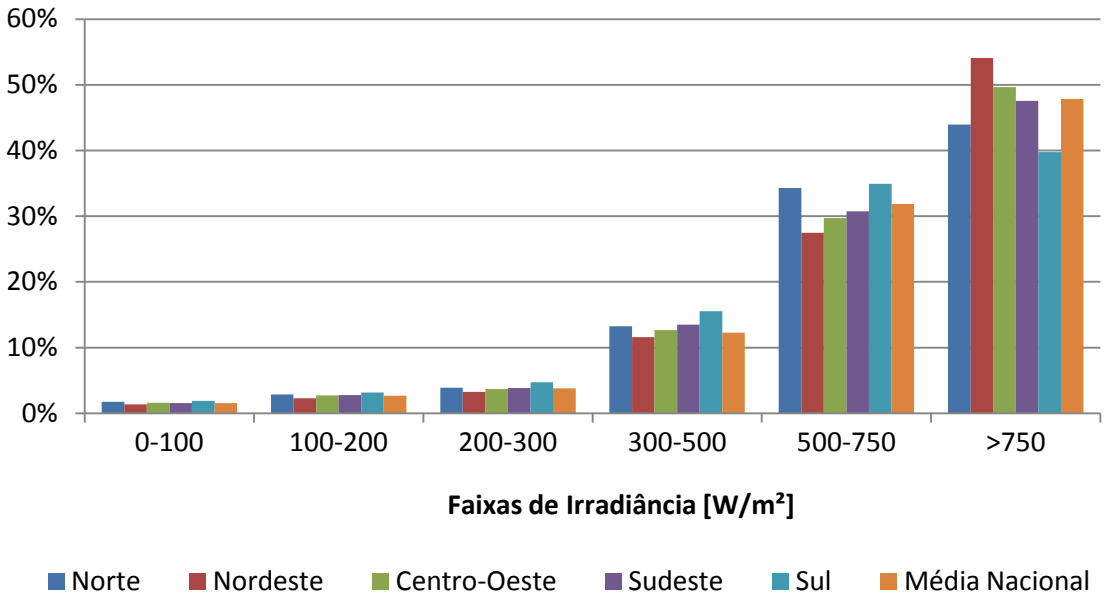


Figura 3.2 – Participação na irradiação anual por faixa de irradiância para as regiões brasileiras e para a média nacional.

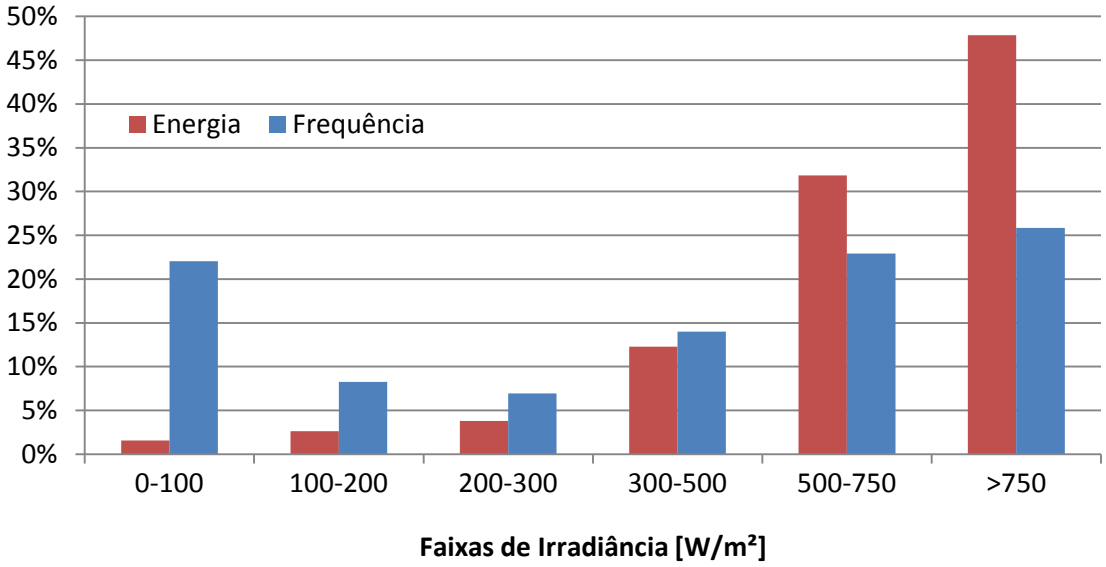


Figura 3.3 – Distribuição de frequência da irradiância e participação na irradiação anual para a média nacional por faixas.

Analisando a Figura 3.3 e a Figura 3.2 é fácil observar que, apesar da baixa frequência em altas irradiâncias, mais de 40 % da irradiação anual é proveniente de irradiâncias maiores que 750 W/m² e mais de 70 % da irradiação provém de irradiâncias superiores a 500 W/m². Desse modo, os coeficientes de ponderação das eficiências europeia e CEC não se adéquam bem ao perfil médio de radiação solar do Brasil, pois os mesmos priorizam as faixas de baixas irradiâncias.

3.3. Eficiência Brasileira

A eficiência Brasileira de um inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede é uma média ponderada que leva em consideração a dependência da tensão de entrada, a eficiência do SPMP e o perfil de radiação solar brasileiro. Para calculá-la, alguns passos devem ser seguidos.

Primeiramente as faixas de tensão do SPMP e do carregamento do inversor são identificadas e divididas em 10 e 6 passos, respectivamente, necessitando, dessa forma, simular 60 diferentes curvas de um gerador FV.

Os passos de tensão são obtidos subtraindo-se a tensão máxima pela mínima e dividindo o resultado por 9. Logo, o primeiro passo corresponde à tensão mínima e os seguintes são obtidos adicionando-se o quociente da divisão sucessivamente até a tensão máxima, resultando em 10 passos.

Os passos de carregamento devem ser sempre 10, 20, 30, 50, 75 e 100 % da potência nominal de saída. Os passos são fixos porque serão multiplicados pelos coeficientes de ponderação calculados para estes carregamentos.

O inversor é ensaiado com cada uma das 60 curvas do gerador FV, a fim de se obter a eficiência total para cada passo de carregamento do inversor tendo a tensão de entrada (V_{PMP}) como parâmetro, ou seja, haverá 10 valores de eficiência (uma para cada V_{PMP}) a um dado carregamento (10, 20, 30, 50, 75 e 100 %).

Com as eficiências totais, deve-se calcular a eficiência total média, equação (3.8), que corresponde à soma dos 10 valores de eficiência total (um para cada tensão de entrada) para cada carregamento dividida por 10.

$$\eta_{\mathrm{TMEDk\,\%}} = \frac{\sum_{i=V_{PMP_{min}}}^{V_{PMP_{max}}} \eta_{k\,\%,i}}{10} \tag{3.8}$$

sendo $\eta_{\mathrm{TMEDk\,\%}}$ a eficiência total média a k % de carregamento e $\eta_{k\,\%,i}$ a eficiência total a k % de carregamento e a uma dada tensão de entrada i.

Por fim, a Eficiência Brasileira é calculada multiplicando as eficiências totais médias a um dado carregamento pelo coeficiente de ponderação correspondente. A Tabela 3.1 mostra os coeficientes de ponderação com as eficiências correspondentes e a equação (3.9) apresenta o cálculo da Eficiência Brasileira.

Tabela 3.1 – Coeficiente de ponderação da Eficiência Brasileira.

Coeficientes de Ponderação	Eficiência total média
0,02	$\eta_{10\,\%}$
0,02	$\eta_{20\,\%}$
0,04	$\eta_{30\,\%}$
0,12	$\eta_{50\,\%}$
0,32	$\eta_{75\,\%}$
0,48	$\eta_{100\,\%}$

$$\eta_{BR} = 0{,}02\eta_{TMED10\,\%} + 0{,}02\eta_{TMED20\,\%} + 0{,}04\eta_{TMED30\,\%} + 0{,}12\eta_{TMED50\,\%} + 0{,}32\eta_{TMED75\,\%} + 0{,}48\eta_{TMED100\,\%} \quad (3.9)$$

Os coeficientes de ponderação são baseados no perfil de radiação solar no Brasil e representam a contribuição de cada faixa de irradiância da média nacional para a irradiação anual, considerando que em 1.000 W/m² tem-se a potência nominal de saída do inversor. A Figura 3.4 ilustra os pontos de uma curva genérica de eficiência x carregamento utilizados no cálculo da Eficiência Brasileira, sendo os círculos azuis sobre a curva os pontos de eficiências totais médias nos carregamentos indicados (η10 %, η20 %, η30 %, η50 %, η75 %, η100 %) e as barras vermelhas a participação de cada faixa de irradiância da média nacional na irradiação anual.

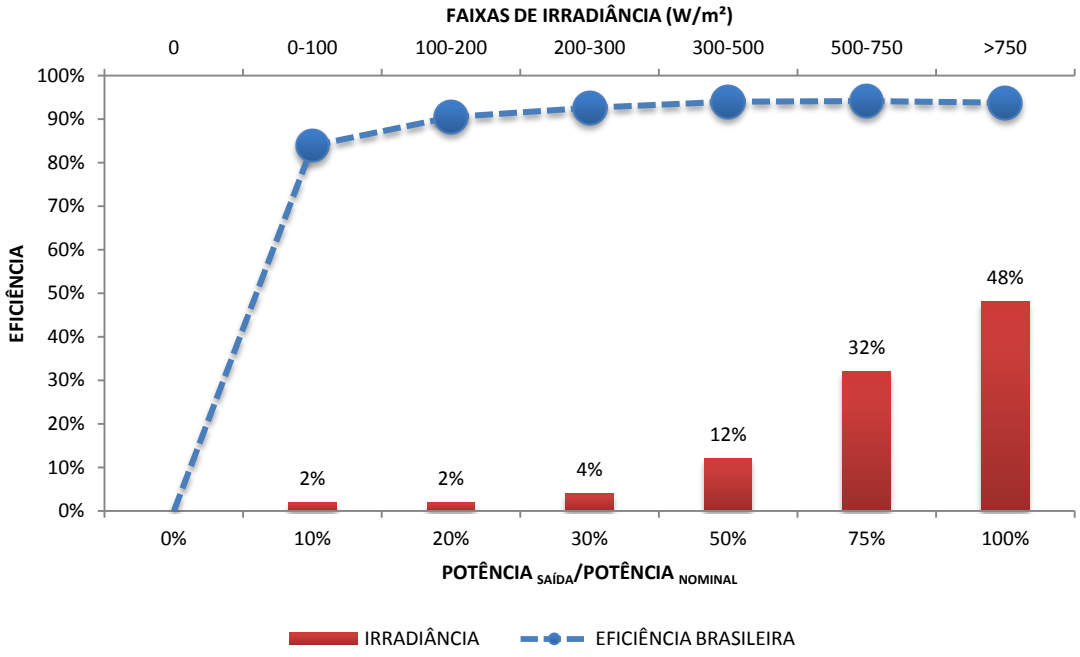


Figura 3.4 – Ilustração dos pontos de uma curva genérica de eficiência x carregamento utilizados no cálculo da Eficiência Brasileira.

Como exemplo de comparação entre os quatro tipos de eficiência (máxima, europeia, CEC e Brasileira), uma curva de eficiência arbitrária, baseada em um inversor comercial (Figura 3.5 e Figura 3.6), foi utilizada para calcular as quatro eficiências.

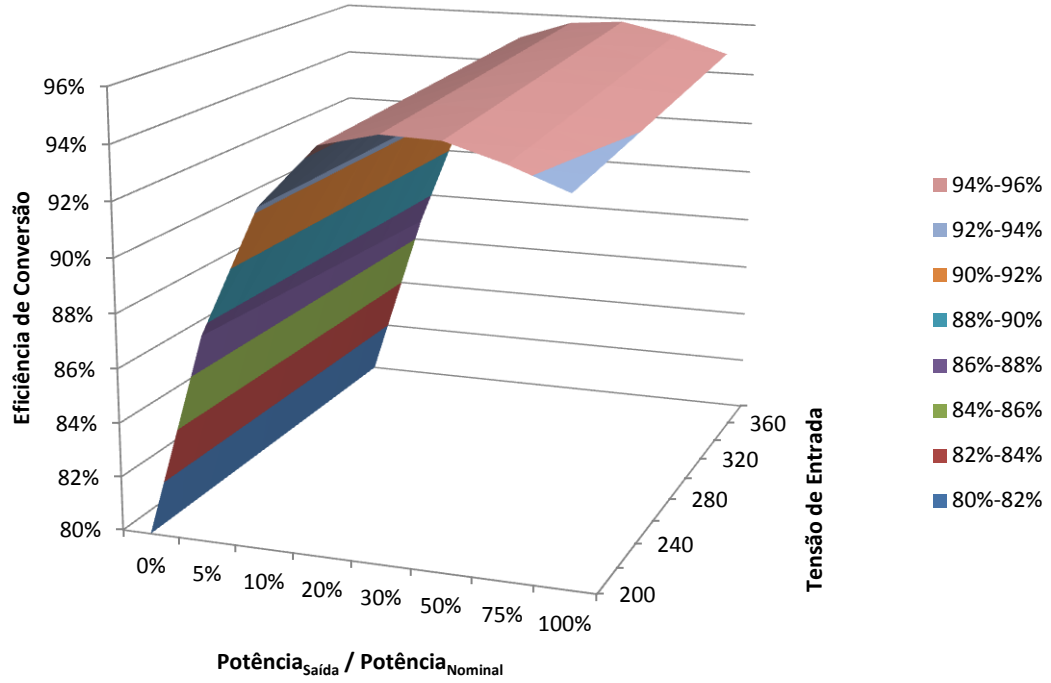


Figura 3.5 – Curva de eficiência de conversão utilizada no exemplo.

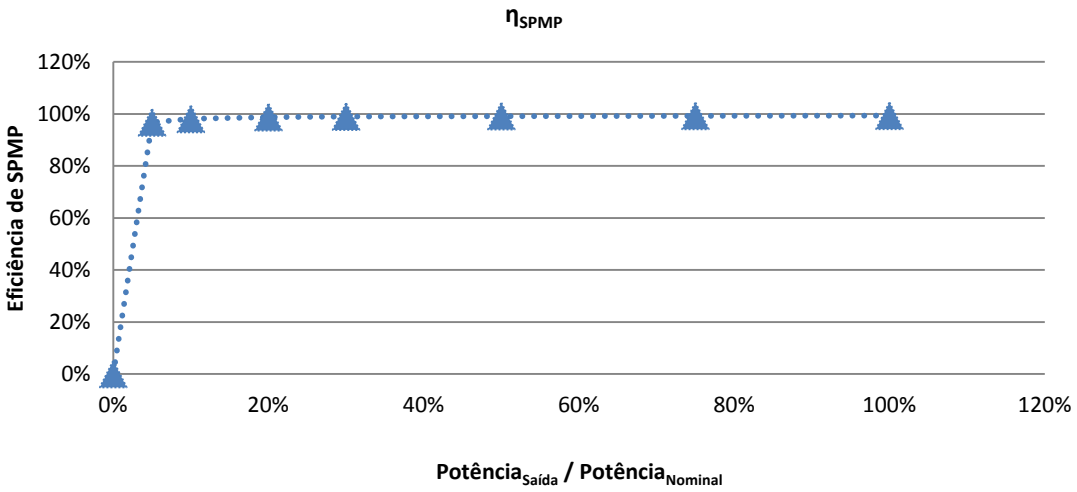


Figura 3.6 – Curva da eficiência de SPMP utilizada no exemplo.

Como resultados foram obtidos quatro valores: 95,88 %, 95,04 %, 95,38 %, 93,68 %, 94,08 % e 93,87 % de eficiência máxima, europeia, CEC, $Photon_{média}$, $Photon_{alta}$ e Brasileira, respectivamente. Vale ressaltar que as eficiências europeia, CEC e máxima foram calculadas utilizando apenas a curva de eficiência de conversão (na tensão que proporciona a maior eficiência). É fácil observar que a eficiência máxima não representa o funcionamento do

inversor durante um longo período de tempo, pois representa apenas um ponto de uma das curvas.

As eficiências europeia e CEC representam a capacidade de conversão de potência c.c. em c.a. melhor do que a eficiência máxima porque dizem respeito ao desempenho do inversor em vários pontos da curva, mas não levam em consideração a tensão de entrada.

As eficiências Photon, levam em consideração a tensão de entrada, os diversos pontos operacionais do inversor e a eficiência de SPMP, mas não foram projetadas para o perfil de radiação solar brasileiro.

Neste sentido, a Eficiência Brasileira é um bom parâmetro para comparar inversores que operam no Brasil, pois leva em consideração a tensão de entrada, os diversos pontos operacionais do inversor, a eficiência de SPMP e o perfil de radiação solar brasileiro. Logo, a Eficiência Brasileira é um bom critério de qualificação para um procedimento de etiquetagem e qualificação de inversores para SFCR.

CAPÍTULO 4 - NORMAS TÉCNICAS DE REFERÊNCIA

Nos últimos anos, com a crescente demanda por energias renováveis e limpas, com a finalidade de reduzir a emissão de gases do efeito estufa, tem sido observado um grande crescimento no número de sistemas fotovoltaicos instalados, principalmente os conectados à rede elétrica.

Devido à crescente demanda mundial e nacional por sistemas fotovoltaicos conectados à rede, diversas questões técnicas, como a qualidade da energia injetada na rede e proteção contra surtos de tensão, acerca da conexão à rede deste tipo de sistema devem ser padronizadas.

Devido à necessidade da padronização dessas questões técnicas, surge a necessidade da criação de normas técnicas e da certificação dos equipamentos utilizados nos sistemas fotovoltaicos. A certificação é um mecanismo que visa garantir a qualidade dos equipamentos, como os inversores, e que estes não irão causar problemas aos usuários e à rede elétrica.

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

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

Apesar da falta de padronização internacional nas questões técnicas da conexão à rede e da falta de padrões de eficiência, existem algumas normas que tratam disso:

- IEEE Standard 519, “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”, 1992;
- IEEE Standard 1159, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”,1995;
- IEEE Standard 929, “IEEE Recommended Practice For Utility Interface Of Photovoltaic (PV) Systems”, 2000;

- IEEE Standard C37.90.1, “IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus”, 2002;
- IEEE Standard C62.41.2, “Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits”, 2002;
- IEEE Standard C62.45, “Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits”, 2002;
- IEEE Standard 1547, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, 2003;
- IEEE Standard C37.90.2, “Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers”, 2004;
- IEEE Standard 1547.1, “IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, 2005;
- IEC 61683, “Photovoltaic Systems - Power Conditioners - Procedure for Measuring Efficiency”, 1999;
- IEC 61000-3-2, “Electromagnetic compatibility. Limits for Harmonic Current Emissions (equipment input current ≤16A per phase)”, 2001;
- IEC 60364-7-7, “Electrical Installations of Buildings - Requirements for Special Installations or Locations – Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems”, 2002;
- IEC 61727, “Characteristics of the Utility Interface for Photovoltaic (PV) Systems”, 2004;
- IEC 62116, “Test Procedure of Islanding Prevention Measures for Utility-Interconnected Photovoltaic Inverters”, 2008;
- IEC 61000-4-30, “Testing and Measurement Techniques—Section 30: Power Quality Measurement Methods”, 2008.
- IEC 61000-3-3, “Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits – Limitation of Voltage Changes, Voltage Fluctuations and Flicker in Public Low-Voltage Supply Systems, for Equipment with Rated Current ≤16 A Per Phase and Not Subject to Conditional Connection”, 2008;
- IEC 61000 4-7,“Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and Measurement Techniques – General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected Thereto”, 2009;

- IEC 62109-1, “Safety of Power Converters for Use in Photovoltaic Power Systems - Part 1: General Requirements”, 2010;
- UL 1741, “Static Inverter and Charge Controllers for Use in Photovoltaic Systems”, 2010;
- EN 50160, “Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems”, 1994;
- EN 50530, “Overall Efficiency of Grid Connected Photovoltaic Inverters”, 2010;
- DIN V VDE 0126-1-1, “Automatic Disconnection Device Between a Generator and the Public Low-Voltage Grid”, 2006;
- ANEEL PRODIST, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional”, 2012.

Abaixo são apresentadas as considerações das principais normas relacionadas aos inversores de conexão à rede, explicitando suas finalidades e onde podem ser aplicadas:

4.1. Considerações da Norma IEEE 929

Esta norma aplica-se a sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica operando em paralelo com a mesma e utilizando inversores estáticos (a semicondutor) para a conversão de corrente contínua (c.c.) para alternada (c.a.). Esta norma não se aplica aos sistemas que utilizam conversores rotativos.

Nesta norma são descritas recomendações especificamente para sistemas de até 10 kW, os quais normalmente são utilizados em residências individuais. Estas recomendações proporcionam maior padronização para esses sistemas, reduzindo assim o ônus de engenharia e design, tanto no sistema fotovoltaico como na rede elétrica.

As recomendações presentes nesta norma contêm orientações sobre equipamentos e funções necessárias para garantir um funcionamento compatível de sistemas fotovoltaicos que estão conectados em paralelo com a concessionária de energia elétrica. Isso inclui fatores relacionados à segurança das pessoas, proteção do equipamento, qualidade de energia, operação da rede da concessionária e operação em ilhamento de sistemas fotovoltaicos.

Os valores de referência para a faixa de operação de tensão e frequência, a distorção harmônica total de corrente (DHT_i), o Fator de Potência e a injeção de componente contínua são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores de referência presentes na norma IEEE 929.

	IEEE 929
Injeção de Componente Contínua Máxima[6]	0,5 %
DHT_i Máximo	5 %
Fator de Potência Mínimo	85 %[7]
Tempo de Reconexão à Rede Após Falha (s)	300
Faixa de Frequência (Hz) - Operação Normal	59,3 < f < 60,5
Tempo Máximo Fora da Faixa de Frequência (s)	0,1
Faixa de Tensão - Operação Normal[8]	88 % ≤ V < 110 %

Em relação à cintilação máxima e questões de segurança, são seguidas as recomendações das normas IEEE 519 e UL 1741, respectivamente.

Com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições atípicas de tensão da rede, são estabelecidos tempos de operação de acordo com cada anormalidade, os quais são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão.

Tensão (% $V_{nominal}$)			**Tempo (s)**
-	V	< 50 %	0,1
50 % ≤	V	< 88 %	2
88 % ≤	V	< 110 %	Operação Normal
110 % ≤	V	< 137 %	2
137 % ≤	V	-	0,033

No que diz respeito à operação em ilha, a recomendação é que o inversor corte o fornecimento de energia em 2 segundos ou menos, quando o carregamento é superior a 50 %, com Fator de Potência superior a 95 % e Fator de Qualidade (Q_F) da rede de até 2,5. Porém, quando o inversor apresentar carregamento inferior a 50 % ou superior a 150 % e o Fator de Potência inferior a 95 % (adiantado ou atrasado), o inversor deverá cessar a alimentação da carga em no máximo 10 ciclos.

Para o ensaio de ilhamento a norma propõe a utilização de uma carga RLC ressonante, conforme mostrado na Figura 4.1, com Fator de Qualidade de 2,5 (diferentemente da norma IEC 62116, que propõe um Fator de Qualidade da carga ressonante unitário).

[6] Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída.
[7] Valor considerado para carregamentos superiores a 10 %.
[8] Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

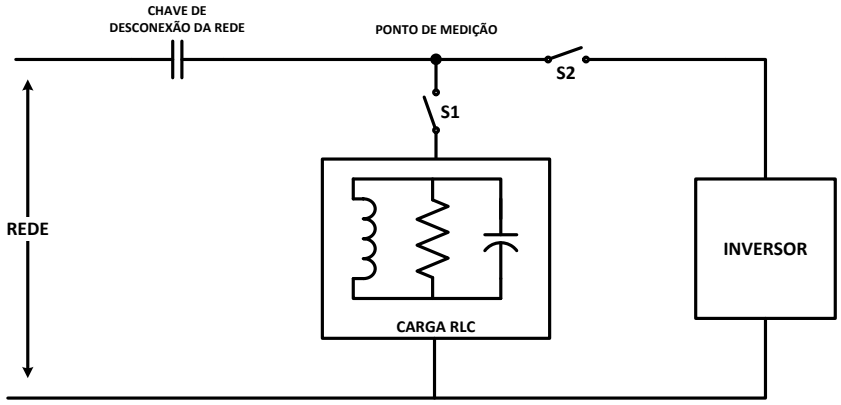


Figura 4.1 – Circuito de ensaio de ilhamento da norma IEEE 929.

4.2. Considerações da Norma IEEE 1547

Esta norma fornece requisitos relevantes para o desempenho, operação, análise, considerações de segurança e manutenção da interligação da geração distribuída à rede de distribuição.

Os critérios e exigências desta norma são aplicáveis a todas as tecnologias de geração distribuída, com capacidade total de 10 MVA ou menos, interligadas ao sistema elétrico em tensões de rede primária e ou secundária de distribuição.

As recomendações presentes, necessárias para o funcionamento compatível de geração distribuída conectada a sistemas elétricos, incluem fatores relacionados à proteção do equipamento, qualidade de energia, sincronização e ao ilhamento.

Os valores de referência para a faixa de operação de tensão e frequência, a distorção harmônica total de corrente (DHT_i), o Fator de Potência, a injeção de componente contínua e o tempo máximo de operação em ilha são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Valores de referência presentes na norma IEEE 1547.

	IEEE 1547
Injeção de Corrente Contínua Máxima[9]	0,5 %
DHT_i Máximo	5 %
Tempo Máximo de Operação em Ilha (s)	2
Tempo de Reconexão à Rede Após Falha (s)	300
Faixa de Frequência (Hz) - Operação Normal	$59{,}3 < f < 60{,}5$[10]
Tempo Máximo Fora da Faixa de Frequência (s)	0,16
Faixa de Tensão - Operação Normal[11]	$88\ \% \leq V < 110\ \%$

[9] Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída.
[10] Valores para sistemas com potência de até 30 kW.
[11] Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

Em relação à cintilação máxima, interferência eletromagnética e proteção contra surtos, são seguidas as recomendações das normas IEEE 519, e IEEE C37.90.2 e IEEE C62.45, respectivamente.

Com relação à resposta (desconexão) do sistema às condições anormais de tensão da rede, são estabelecidos tempos de operação de acordo com cada anormalidade, os quais são mostrados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Tempo máximo fora da faixa de operação normal de tensão.

Tensão (% $V_{nominal}$)			**Tempo[12] (s)**
-	V	< 50 %	0,16
50 % ≤	V	< 88 %	2
88 % ≤	V	< 110 %	Operação Normal
110 % ≤	V	< 120 %	1
120 % ≤	V	-	0,16

No que diz respeito à operação em ilha, a recomendação é que o elemento de conexão à rede corte o fornecimento de energia em 2 segundos ou menos. Porém, não apresenta especificações quanto ao carregamento, Fator de Potência e Fator de Qualidade, além de não apresentar um circuito específico para o ensaio.

4.3. Considerações da Norma IEEE 1547.1

Esta norma provê ensaios e procedimentos de verificação da conformidade dos sistemas de geração distribuída conectados à rede para com a norma IEEE 1547. Nesta norma são apresentadas as condições mínimas para serem realizados os ensaios, os equipamentos requeridos e suas características mínimas e a precisão dos resultados.

Os procedimentos incluem ensaios de estabilidade operacional sobre temperaturas diversas, resposta às condições anormais de tensão e frequência, sincronização, integridade da interligação, limitação da injeção de componente contínua, distorção harmônica total, tempo de reconexão, perda de fase e ilhamento.

Para o ensaio de ilhamento, é utilizada uma carga RLC ressonante e o circuito empregado é igual ao da Figura 4.1. Entretanto, este diverge da norma IEEE 929 quando não faz exigências quanto ao Fator de Potência da carga e exige um Fator de Qualidade da carga ressonante unitário.

[12] Valores para sistemas com potência de até 30 kW.

4.4. Considerações da Norma DIN V VDE 0126-1-1

As recomendações presentes nesta norma referem-se ao elemento automático de desconexão utilizado como interface entre um gerador e a rede de distribuição, o qual serve para substituir a chave seccionadora acessível pela distribuidora.

Os parâmetros normatizados incluem fatores relacionados a ilhamento, monitoração de sobre/sub tensão e frequência, injeção de componente contínua, corrente diferencial-residual, elementos de desconexão e ensaio de tipo.

Esta norma estabelece que o elemento de desconexão automático deve desconectar o gerador da rede em casos de sobre/sub tensão e frequência, injeção de componente contínua, ilhamento, conforme a Tabela 4.5, através de dois elementos de duas chaves ligados em série.

Tabela 4.5 – Valores de referência presentes na norma DIN V VDE 0126-1-1.

	VDE 0126-1-1.
Injeção de Componente Contínua Máxima (A)	1
Tempo Máximo de Desconexão (s)	0,2
Tempo Máximo de operação em ilha (s)	5
Faixa de Frequência (Hz) - Operação Normal	$47,5 < f < 50,2$
Tempo Máximo fora da Faixa de Frequência (s)	0,2
Faixa de Tensão - Operação Normal[13]	$80\ \% \leq V < 115\ \%$
Tempo Máximo fora da Faixa de Tensão (s)	0,2

As duas chaves devem ser do tipo relé ou contator quando o inversor utilizado no sistema de conexão à rede não tiver isolação elétrica entre o gerador e a rede. Quando houver isolação 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 isolação 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 4.6.

[13] Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

Tabela 4.6 – Variações máximas da corrente diferencial-residual.

Valor RMS da Variação da Corrente Diferencial-Residual (mA)	Tempo Máximo de Desconexão (s)
30	0,3
60	0,15
150	0,04

4.5. Considerações da Norma IEC 61683

Esta norma descreve as orientações para medir a eficiência de condicionadores de potência utilizados em sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede, onde a saída do condicionador de potência é uma tensão c.a. estável de frequência constante ou uma tensão c.c. estável.

Apesar de esta norma tratar da medição da eficiência dos condicionadores de potência dos sistemas fotovoltaicos, ela não apresenta nenhum procedimento relativo ao seguimento do ponto de máxima potência presente nos inversores de conexão à rede.

4.6. Considerações da Norma IEC 61727

As recomendações presentes nesta norma contêm orientações sobre equipamentos e funções necessárias para garantir um funcionamento compatível de sistemas fotovoltaicos que estão conectados à rede elétrica de distribuição.

Esta norma aplica-se a sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição em baixa tensão, que utilizam inversores estáticos (semicondutor), os quais não devem operar em ilha, para a conversão de c.c. em c.a.. Este documento descreve as recomendações específicas para sistemas de potência nominal de 10 kVA ou menos, monofásicos ou trifásicos.

Os parâmetros normatizados incluem fatores relacionados à segurança pessoal, proteção do equipamento, qualidade de energia e operação da rede da concessionária.

Os valores de referência para a faixa de operação de tensão e frequência, a distorção harmônica total de corrente (DHT_i), o Fator de Potência e a injeção de componente contínua são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Valores de referência presentes na norma IEC 61727.

	IEC 61727
Injeção de Componente Contínua Máxima[14]	1 %
DHT_i Máximo	5 %
Fator de Potência Mínimo	90 %[15]
Tempo Máximo de Operação em Ilha (s)	2
Tempo de Reconexão à Rede Após Falha (s)	20 - 300
Faixa de Frequência (Hz) - Operação Normal	59 < f < 61
Tempo Máximo Fora da Faixa de Frequência (s)	0,2
Faixa de Tensão - Operação Normal[16]	85 % ≤ V < 110 %

Com relação à resposta do sistema às condições anormais de tensão da rede, são estabelecidos tempos de operação de acordo com cada anormalidade, os quais são mostrados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Tempo máximo de operação fora da faixa normal de tensão.

Tensão (% $V_{nominal}$)			**Tempo (s)**
-	V	< 50 %	0,1
50 % ≤	V	< 85 %	2
85 % ≤	V	≤ 110 %	Operação Normal
110 % <	V	< 135 %	2
135 % ≤	V	-	0,05

Em relação à cintilação máxima são seguidas as recomendações da norma IEC 61000-3-3, e em questões de segurança são seguidas as recomendações das normas IEC 60364-5-55-3-3 e IEC 60364-7-712.

Parâmetros de compatibilidade eletromagnética e mecanismos de proteção contra operação em ilha não são contemplados por essa norma.

4.7. Considerações da Norma IEC 62116

O objetivo desta norma é estabelecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

[14] Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída.
[15] Valor considerado para carregamentos superiores a 50 %.
[16] Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

Esta norma descreve uma diretriz para testar o desempenho das medidas de prevenção ao ilhamento instaladas em ou com inversores mono ou polifásicos de sistemas interligados à rede elétrica.

Para o ensaio de anti-ilhamento é utilizada uma carga RLC ressonante com Fator de Qualidade unitário. A norma também descreve os requerimentos (equipamentos e precisão dos mesmos) necessários para a realização dos ensaios.

O ensaio proposto é realizado sobre diversos carregamentos do inversor e o circuito da Figura 4.2 mostra os parâmetros medidos e os equipamentos utilizados. O critério adotado para a aprovação é o mesmo da norma IEC 61727, tempo máximo de operação em ilha igual a 2 segundos.

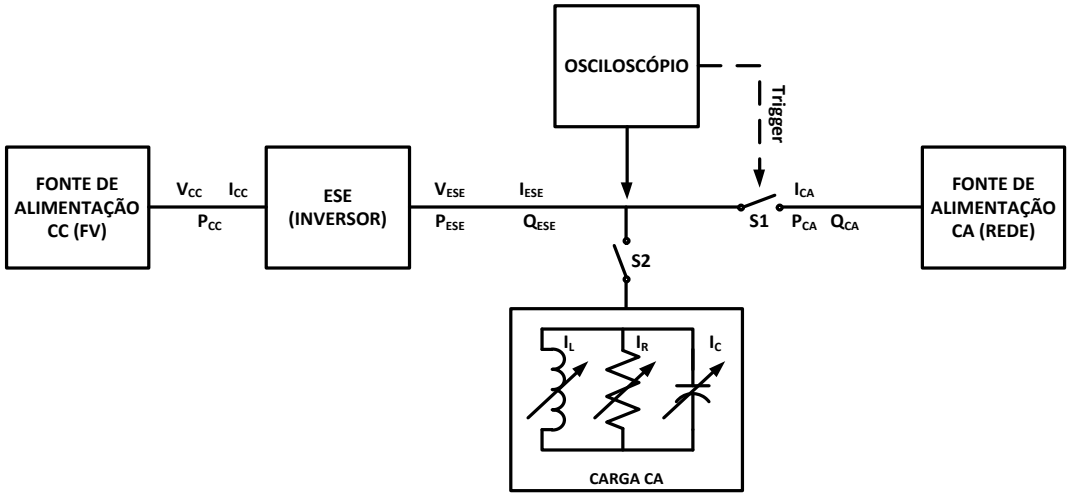


Figura 4.2 – Circuito de ensaio de desempenho das medidas de prevenção ao ilhamento da norma IEC.

4.8. Considerações da Norma IEC 62109-1

Esta parte da norma IEC 62109 aplica-se aos equipamentos de conversão de potência para uso em sistemas fotovoltaicos, onde um nível técnico uniforme com relação à segurança é necessário. Esta norma define os requisitos mínimos, para o projeto e fabricação destes equipamentos, para proteção contra choques elétricos, incêndio, perigos mecânicos e outros.

Esta norma estabelece os requisitos gerais aplicáveis a todos os tipos de equipamentos de conversão de potência para uso em sistemas fotovoltaicos, os quais trabalhem com geradores fotovoltaicos de até 1.500 V c.c. e saída c.a. de até 1.000 V.

O propósito da parte 1 da IEC 62109 é garantir que o equipamento e os métodos empregados em sua construção proporcionem proteção adequada para o operador e ao ambiente de instalação contra:

a) Choque elétrico;
b) Riscos mecânicos;
c) Riscos da operação em temperatura elevada;
d) Propagação de fogo através do equipamento;
e) Riscos químicos;
f) Riscos de liberação de líquidos, gases e explosão.

Os aspectos não abrangidos por esta norma incluem:

a) Confiabilidade funcional, desempenho ou outras propriedades dos equipamentos não relacionados com a segurança;
b) Eficácia das embalagens de transporte;
c) Requisitos de Compatibilidade Eletromagnética;
d) Requisitos de instalação, que são cobertos pelos códigos de instalação local e nacional.

4.9. Considerações da Norma EN 50530

A EN 50530 é uma norma europeia que prevê um procedimento para a medição da eficiência do seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) de inversores, utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão. Tanto a eficiência estática quanto a dinâmica do SPMP são consideradas.

Com base na eficiência estática do SPMP e na de conversão, a eficiência global do inversor é calculada, e a eficiência dinâmica do SPMP é indicada separadamente.

4.10. Considerações da Norma UL 1741

Os requerimentos desta norma aplicam-se a inversores, módulos fotovoltaicos c.a., conversores, controladores de carga e equipamentos de interconexão à rede de sistemas de geração de energia autônomos e conectados à rede.

Para equipamentos de sistemas conectados à rede, esta norma deve ser utilizada em conjunto com a norma IEEE 1547 (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources

with Electric Power Systems) e IEEE 1547.1 (IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems) como complemento.

Os requisitos da UL 1741 têm por objetivo garantir que o equipamento forneça proteção adequada para o operador e ao ambiente de instalação, levando em consideração aspectos construtivos (carcaça, componentes, conexões, espaçamentos, isolação, etc.) e operacionais (proteções contra sobretensão, sobrecorrente, curto-circuito, surtos, choques mecânicos, etc.).

Além disso, esta norma contempla requisitos acerca das informações mínimas que devem acompanhar os equipamentos, como indicações na carcaça, dados de placa, instruções de manutenção, instalação e segurança.

4.11. Considerações da Norma ANEEL PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradoras) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 kV. Tratam, também, do relacionamento entre as distribuidoras e a ANEEL, no que diz respeito ao intercâmbio de informações.

O PRODIST está dividido em 8 módulos, sendo que os módulos 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição), 4 (Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição), e 8 (Qualidade da Energia Elétrica) são os que contêm mais informações relacionadas à conexão à rede de sistemas fotovoltaicos.

Nesta norma estão presentes as características da rede de distribuição e as faixas operacionais de tensão, frequência e fator de potência mínimo, que são mostradas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Valores de referência presentes na norma ANEEL PRODIST.

	ANEEL PRODIST
Fator de Potência Mínimo da Carga	92 %
Faixa de Frequência (Hz) - Operação Normal	$59{,}9 < f < 60{,}1$
Faixa de Tensão - Operação Adequada[17]	$91\ \% \leq V < 105\ \%$

[17] Valores percentuais em relação à tensão base do sistema em 220/127 V.

Com relação à resposta do sistema (desconexão) às condições anormais de frequência da rede, são estabelecidos tempos de operação de acordo com cada anormalidade, os quais são mostrados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Tempo máximo de operação fora da faixa normal de frequência.

Frequência (Hz)			**Tempo (s)**
-	f	< 57,5	5
57,5 ≤	f	< 58,5	10
58,5 ≤	f	< 59,5	30
59,9 ≤	f	< 60,1	Operação Normal em Regime Permanente
60,5 <	f	≤ 62,0	30
62,0 ≤	f	≤ 63,5	30
63,5 ≤	f	-	10

A Tabela 4.11 apresenta uma comparação entre os valores de referência de injeção de componente contínua máxima, DHT_i máximo, Fator de Potência mínimo, tempo máximo de operação em ilha, tempo de reconexão à rede, faixa de frequência de operação normal, tempo máximo fora da faixa de frequência e faixa de tensão de operação normal.

A Tabela 4.12 apresenta as normas de referência para cintilação (*flicker*), segurança, curto-circuito, isolação, interferência eletromagnética e proteção contra surtos utilizadas pelas normas da Tabela 4.11.

Muitos aspetos da conexão à rede não são contemplados pelas normas, muitas das vezes por refletirem características particulares da rede utilizada pelo inversor. Portanto, muitos países, além de exigirem que os equipamentos sejam certificados pelas normas, também fazem algumas exigências que estão resumidas na Tabela 4.13.

Tabela 4.11 – Comparação entre as normas de referência.

	IEC 61727	IEEE 929	VDE 0126-1-1	IEEE 1547	PRODIST
Injeção de Componente Contínua Máxima[18]	1 %	0,5 %	1 A	0,5 %	-
DHT_i Máximo	5 %	5 %	-	5 %	-
Fator de Potência Mínimo	90 %[19]	85 %[20]	-	-	92 %[21]
Tempo Máximo de Operação em Ilha (s)	2	2[22]	5	2	-
Tempo de Reconexão à Rede (s)	20 - 300	300	-	300	-
Faixa de Frequência (Hz) - Operação Normal	59 < f < 61	59,3 < f < 60,5[23]	47,5 < f < 50,2	59,3 < f < 60,5[24]	59,5 < f < 60,5[25]
Tempo Máximo Fora da Faixa de Frequência (s)	0,2	0,1	0,2	0,16	30
Faixa de Tensão - Operação Normal[26]	85 % ≤ V < 110 %	88 % ≤ V < 110 %[5]	80 % ≤ V < 115 %	88 % ≤ V < 110 %[6]	91 % ≤ V < 105 %

Tabela 4.12 – Normas de referência utilizadas pelas normas da Tabela 4.11.

	IEC 61727	IEEE 929	IEEE 1547	PRODIST
Cintilação (*Flicker*)	IEC 61000	IEEE 519	IEEE 519	IEC 61000
Segurança	IEC 60364	UL 1741	-	-
Curto-Circuito	IEC 60365	UL 1742	-	-
Isolação	IEC 60366	UL 1743	-	-
Interferência Eletromagnética	-	-	IEEE C37.90.2	-
Proteção contra Surtos	-	UL 1743	IEEE C62.45	-

[18] Valores percentuais em relação à corrente nominal de saída.
[19] Valor considerado para carregamentos superiores a 50 %.
[20] Valor considerado para carregamentos superiores a 10 %.
[21] Valor para carga e não geração.
[22] Valor considerado para carregamentos superiores a 50 %, com Fator de Potência superior a 95 % e Fator de Qualidade da rede de até 2,5. Quando o inversor apresentar carregamento inferior a 50 % ou superior a 150 % e o Fator de Potência inferior a 95 % (adiantado ou atrasado), o inversor deverá cessar a alimentação da carga em no máximo 10 ciclos.
[23] Para sistemas pequenos (≤ 10 kW).
[24] Para sistemas com potência de até 30 kW.
[25] Faixa na qual a frequência deve retornar no máximo em 30 segundos, para permitir a recuperação do equilíbrio sem o corte de carga.
[26] Valores percentuais em relação à tensão base do sistema.

Tabela 4.13 – Requerimentos acerca dos inversores de SFCR por país. Adaptado de IEA (1998).

	Austrália	Áustria	Alemanha	Itália	Japão	Holanda	Suíça	Inglaterra	EUA
Há classificação dos inversores (tipo de comutação, potência, isolação galvânica, etc.)	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Não	Não	Sim, comutado e sincronizado pela rede	Autocomutado Comutado pela rede Sem transformador
Os inversores tem que estar em conformidade com alguma norma técnica?	Eles devem estar em conformidade com algumas normas técnicas	Não	Não	Sim	Sim	Não, com exceção de módulos c.a.	Não	Eles devem estar em conformidade com algumas normas técnicas	Sim
Há necessidade de proteção contra transientes?	Sim	Geralmente sim	Sim	Sim	Sim	Sim, com a norma EMC-CE	Sim	Sim, com as regras da EMC	Sim
O lado c.c. tem que ser aterrado?	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
O lado c.a. tem que ser aterrado?	Sim	Depende da rede local	Depende da rede local	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Como o sistema deve ser aterrado?	Lado c.c. flutuante: apenas as molduras dos módulos FV devem ser aterradas. Lado c.c. aterrado: deve-se ter conexão entre o lado c.a. e c.c.	Se o aterramento existe, ambos os lados devem ser aterrados	Se o aterramento existe, ambos os lados devem ser aterrados	Se a parte c.c. é flutuante apenas as molduras dos módulos FV e a parte c.a. devem ser aterradas		Ligados à terra	Se o aterramento existe, ambos os lados devem ser aterrados	Lado c.c. e c.a. devem ser aterrados	Aterramento ao neutro quando possível, ou aterramento à terra na ausência de neutro

	Austrália	Áustria	Alemanha	Itália	Japão	Holanda	Suíça	Inglaterra	EUA
Limites do lado c.a.	240V +/- 6 %			Tensão nominal + 10 %		230V -10 % +6 %	230/400 +6, -10 %	Tensão nominal +10 % e -6 %. Frequência nominal+1 e -1 Hz	Tensão nominal +10 %
Necessidade de transformador de isolação	Não necessita, mas não pode ter injeção de componente contínua	Geralmente não. Apenas para casos especiais	Geralmente não. Apenas para casos especiais	Apenas para conexão monofásica	Sim a princípio	Não necessita	Não necessita	Não necessita, mas não pode ter injeção de componente contínua	Não necessita, mas não pode ter injeção de componente contínua
Necessidade de relés de proteção externos de sobre/sub tensão e freq.?	Sim, menos nos casos em que o inversor é certificado	Não	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Não, mas algumas distribuidoras podem impor a utilização.
DR c.c.									30 mA
DR c.a.	30 mA			Necessário				30 mA	5 mA
Os inversores tem que ser equipados com proteção contra operação em Ilha?	Sim, proteção passiva e ativa	Sim	Sim		Sim	Sim	Não	Sim	Sim

4.12. Proposta de Requisitos para a Etiquetagem e Qualificação de Inversores de SFCR no Brasil

Com bas nas normas internacionais e no padrão brasileiro de distribuição de energia elétrica presente no procedimento ANEEL PRODIST, esta seção propõe os requisitos para a etiquetagem e qualificação de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição em baixa tensão.

Esses requisitos estão divididos em quatro tópicos: documentação, proteção, compatibilidade com a rede elétrica e desempenho.

4.12.1. Documentação

Os primeiros requisitos para a etiquetagem são as informações disponíveis sobre o inversor, as quais devem estar todas contidas na documentação, e algumas também devem estar na placa do inversor.

Na placa do inversor deve haver informações sobre o fabricante, o inversor, as suas características elétricas de entrada e saída e sobre o grau de proteção. A lista abaixo indica as informações que devem estar contidas na placa do inversor.

1) Fabricante
    a. Nome
2) Inversor
    a. Modelo
    b. Número de série
3) Características elétricas de entrada
    a. Tensão c.c. máxima
    b. Faixa de operação do SPMP
    c. Corrente de curto-circuito máxima
4) Características elétricas de saída
    a. Potência c.a. nominal
    b. Tensão c.a. nominal
    c. Frequência nominal
    d. Corrente c.a. máxima
5) Grau de proteção (IP)
6) Ano de fabricação

O manual do inversor deve conter dados sobre as particularidades operacionais, especificações técnicas, instruções de instalação e informações de contato com o fabricante e deve estar em língua portuguesa ou inglesa. A lista abaixo indica os dados que devem estar contidos no manual.

1) Fabricante
    a. Nome
    b. Informações de contato com o fabricante
2) Modelo do Inversor
3) Manual
    a. Idioma: Português
4) Especificações elétricas de entrada
    a. Faixa de tensão do SPMP
    b. Tensão de circuito aberto máxima
    c. Potência c.c. máxima
    d. Corrente de entrada máxima (total e por *série*)
    e. Restrições quanto ao tipo de módulo fotovoltaico
    f. Número de séries com SPMP independentes
    g. Número de conexões
    h. Tipo de conector
    i. Tipo de dispositivo de desconexão c.c. (se houver)
5) Existência de isolação galvânica
6) Especificações elétricas de saída
    a. Tensão nominal de saída
    b. Faixa operacional de tensão
    c. Potência nominal de saída
    d. Frequência nominal de Saída
    e. Faixa operacional de frequência
    f. Distorção Harmônica Total máxima de corrente
    g. Fator de Potência
    h. Número de fases
    i. Potência c.a. máxima
7) Autoconsumo
8) Eficiência
9) Especificações mecânicas

a. Dimensões
b. Peso

10) Especificações ambientais
    a. Faixa de temperatura de operação
    b. Faixa de umidade de operação
11) Procedimentos de instalação
    a. Local de instalação
    b. Espaço necessário para ventilação
    c. Diagrama de conexões (c.c. e c.a.)
    d. Procedimento de montagem
12) Sinalizações de falta e erros
13) Grau de proteção (IP)

O manual do inversor deve conter todas as informações citadas acima. Se alguma informação não estiver contida no manual, o inversor será reprovado no processo de etiquetagem.

4.12.2. Proteção

Os requisitos de proteção referem-se à vulnerabilidade do inversor quanto à inversão de polaridade do gerador fotovoltaico e à sobrecarga.

O inversor deve ser resistente à inversão de polaridade do gerador fotovoltaico.

Haja vista que é possível que os inversores operem acima de sua potência nominal, devido à irradiância maior que 1.000 W/m² ou sobredimensionamento do gerador FV, os inversores devem ser capazes de operar com sobrecarga. Adotou-se como requisito de sobrecarga que o inversor deve operar com 120 % da potência máxima de entrada por 15 minutos, mesmo que a potência de saída seja limitada. O equipamento deve ser capaz de continuar operando normalmente após a redução da potência para os valores nominais.

4.12.3. Compatibilidade com a rede elétrica

A compatibilidade com a rede elétrica compreende os requisitos de Qualidade de Energia Elétrica, resposta às condições anormais de tensão e frequência, ilhamento e reconexão.

Os requisitos de Qualidade de Energia Elétrica podem ser divididos nos parâmetros de Distorção Harmônica Total (DHT), Fator de Potência (FP) e injeção de componente contínua.

Como o PRODIST não define uma Distorção Harmônica Total de corrente e injeção de componente contínua máximas, adotaram-se como valores de referência os das normas internacionais de 5 % de $DHT_{i,}$ máxima, na potência nominal do inversor, 0,5 % do valor da corrente nominal c.a. do inversor como injeção de componente contínua máxima, para qualquer condição operacional.

O PRODIST define um valor mínimo de Fator de Potência para unidades de consumo de 92 %, porém não define para unidades de geração. Logo, para manter padrões mínimos de qualidade de geração, adotou-se o valor da norma IEC 61727 de 90 %, o qual é válido em carregamentos superiores a 50 % e para inversores projetados para trabalhar com Fator de Potência unitário.

Com relação à resposta às condições anormais de tensão, adotaram-se valores limites de sobre/sub tensão bem maiores que os estabelecidos no PRODIST (faixa adequada de tensão), porém iguais aos da IEC 61727. As faixas de tensão contidas no PRODIST são referentes a regime permanente relacionados à QEE, com valores médios integrados em períodos de 10 minutos, e as faixas operacionais aqui propostas são valores instantâneos relacionados à proteção do equipamento. Logo, se os valores do PRODIST fossem adotados, estes iriam provocar desligamentos indesejáveis.

Os tempos de desconexão são os mesmos adotados na norma IEC 61727, a qual é exclusiva de sistemas fotovoltaicos, ao contrário das outras, que são referentes a sistemas de geração distribuída em geral.

Os valores de tensão e tempo máximo de desconexão da norma IEC 61727 foram escolhidos em virtude de que estes apresentam uma divisão nos valores de sobre/sub tensão. Há uma faixa de sobre e subtensão com um tempo de desconexão relativamente grande, permitindo que o inversor não desconecte em transitórios, e há outra faixa com tempo de desconexão muito curto, que protege o equipamento de surtos na rede de forma mais rápida. Outras normas de referência não apresentam esta subdivisão, por exemplo, a norma DIN VDE 0126-1-1.

A Tabela 4.14 apresenta os valores limites de tensão e de tempo máximo de desconexão do inversor, e a Figura 4.3 mostra a representação gráfica dos valores limites de tensão e de tempo máximo de desconexão através de regiões operacionais permitidas e não permitidas.

Tabela 4.14 – Valores de referência propostos para operação em diversas faixas de tensão da rede.

Tensão (% $V_{nominal}$)			Tempo máximo de desconexão(s)
-	V	< 50 %	0,1
50 % ≤	V	< 85 %	2
85 % ≤	V	≤ 110 %	Operação Normal
110 % <	V	< 135 %	2
135 % ≤	V	-	0,05

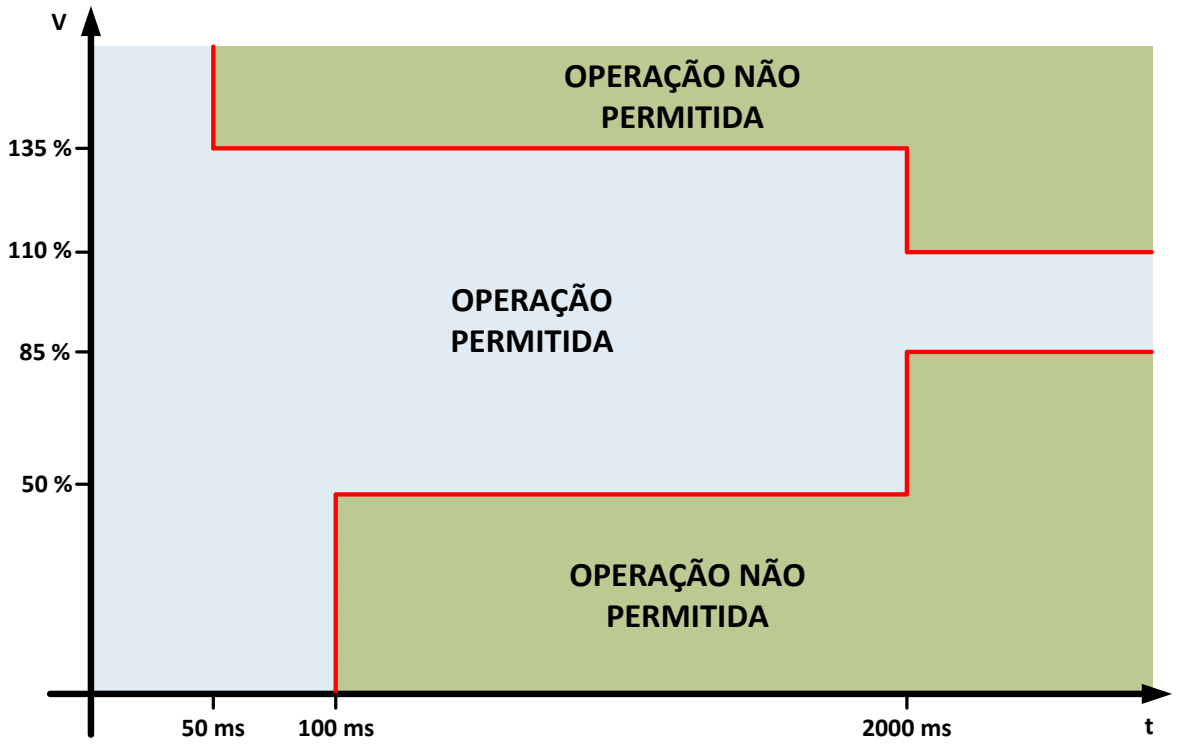


Figura 4.3 – Representação gráfica dos valores propostos de referência de sobre/sub tensão e tempo máximo de desconexão através de regiões operacionais permitidas e não permitidas.

Para condições anormais de frequência, adotaram-se valores tanto do PRODIST quanto da norma DIN VDE 0126-1-1. A faixa de frequências foi escolhida com o valor máximo igual ao limite superior da faixa operacional de frequências presente no PRODIST, 60,5 Hz, e o valor mínimo igual ao limite inferior da faixa de frequências operacional da norma DIN VDE 0126-1-1: 57,5 Hz (adaptado percentualmente a 60 Hz).

Foi escolhido um valor máximo de frequência igual ao limite estabelecido no PRODIST, para se adequar às características da rede brasileira, e um valor mínimo de frequência inferior ao limite estabelecido no PRODIST.

No caso de subfrequência da rede (falta de geração), com um valor mínimo de frequência menor que o limite inferior do PRODIST, o sistema fotovoltaico continuará conectado à rede e poderá ajudar a suprir essa falta de geração, auxiliando no restabelecimento da frequência normal.

O tempo de desconexão escolhido, em caso de operação fora da faixa normal de frequência, é o mesmo presente na norma IEC 61727: 0,2 segundos.

O PRODIST não estabelece um tempo máximo de desconexão em caso de operação em ilha e nem um procedimento de ensaio. Logo, adotou-se o mesmo tempo máximo de desconexão utilizado nas normas IEC 61727 e DIN VDE 0126-1-1: 2 segundos.

Com relação ao circuito a ser utilizado no ensaio de ilhamento, uma carga RLC com Fator de Qualidade unitário deve ser utilizada, conforme a norma IEC 61727. Apesar da carga RLC não ser a representação mais adequada das características da rede, através dela torna-se possível fazer uma quantificação da possibilidade de ocorrer um ilhamento (WOYTE *et al.*, 2006).

Quanto à reconexão do inversor após uma desconexão devido a uma condição anormal de tensão e/ou frequência ou ilhamento, o mesmo deve retornar a fornecer potência à rede após o restabelecimento das condições normais em um tempo mínimo de 20 segundos e máximo de 5 minutos, conforme o recomendado na norma IEC 61727.

4.12.4. Desempenho

Os requisitos de desempenho referem-se à operação do inversor em diversas condições normais de operação, as quais resultam na computação da Eficiência Brasileira.

Estes requisitos, apesar de não estarem presentes no PRODIST e nas normas internacionais, são de suma importância para a etiquetagem e qualificação dos inversores e, portanto foram incluídos nessa proposta de requisitos.

A Eficiência Brasileira será o parâmetro de qualificação dos inversores, pois através dela o inversor será qualificado segundo sua eficácia em transformar a energia proveniente do gerador fotovoltaico sob várias condições operacionais de potência e tensão de entrada. A Tabela 4.15 apresenta a qualificação dos inversores através de notas referentes a sua Eficiência Brasileira, e a Figura 4.4 apresenta o selo que poderá ser adotado no Programa Brasileiro de Etiquetagem para inversores de SFCR.

Tabela 4.15 – Qualificação dos inversores segundo a Eficiência Brasileira.

Nota	Eficiência Brasileira (%)
A	$\eta_{BR} \geq 96$
B	$96 > \eta_{BR} \geq 94$
C	$94 > \eta_{BR} \geq 92$
D	$92 > \eta_{BR} \geq 90$
E	$\eta_{BR} < 90$

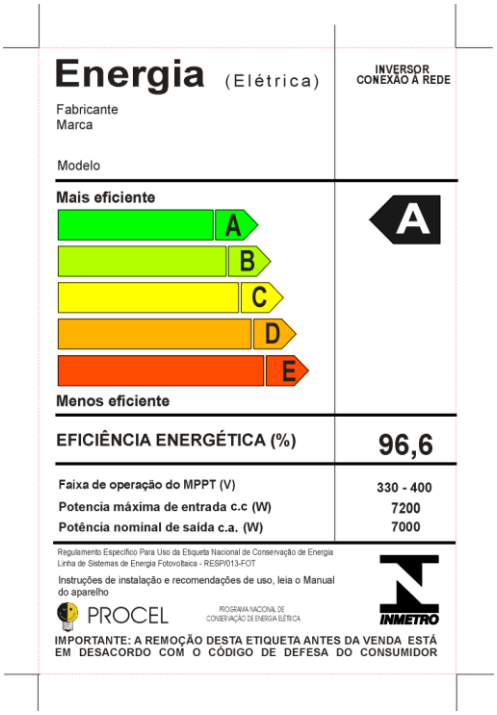


Figura 4.4 – Selo do Programa Brasileiro de Etiquetagem de inversores para SFCR.

CAPÍTULO 5 - PROPOSTA DE PROCEDIMENTO DE QUALIFICAÇÃO E ETIQUETAGEM DE INVERSOR PARA SFCR

Inicialmente deve-se delimitar a que equipamentos o procedimento de qualificação e etiquetagem pode ser aplicado. Neste caso, o procedimento aplica-se aos conversores estáticos utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, conhecidos como inversores de conexão à rede, os quais fazem a conversão da potência c.c. em c.a., além de fazerem a interface de conexão do gerador FV com a rede elétrica.

Um procedimento de qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica deve levar em consideração vários aspectos, como as informações fornecidas pelo fabricante, a presença de proteções, o desempenho, a qualidade da energia e a compatibilidade com a rede elétrica.

Além dos requisitos verificados pelo procedimento, outro ponto importante relativo à etiquetagem e qualificação são os equipamentos utilizados nos ensaios e suas características.

A primeira etapa do procedimento de qualificação e etiquetagem é a aquisição de informações acerca do equipamento em ensaio, as quais devem estar todas contidas na documentação, e algumas na placa do inversor. Depois da coleta dos dados do inversor, os ensaios de proteção, compatibilidade com a rede elétrica e desempenho devem ser realizados.

5.1. Equipamentos de Ensaio

5.1.1. Instrumentos de medição

5.1.1.1. Medição da forma de onda

As formas de onda devem ser medidas por um dispositivo com armazenamento de dados, por exemplo, um osciloscópio com memória, ou um sistema de aquisição de dados de alta velocidade. Uma taxa de amostragem de 10 kHz ou superior é recomendada. A precisão de medida deve ser melhor ou igual a 1 % da tensão nominal de saída do inversor e melhor ou igual a 1 % da corrente de saída nominal do inversor.

Para inversores trifásicos, todas as fases devem ser monitoradas.

5.1.1.2. Medição de tensão, frequência, corrente, potência e energia

Para a medição de tensão, frequência, corrente, potência e energia de entrada e saída do inversor deve-se utilizar equipamento(s) com precisão de medida melhor ou igual a 0,5 %

da tensão nominal, melhor ou igual a 0,05 Hz, melhor ou igual a 1 % da corrente nominal do inversor, melhor ou igual a 0,02 % da leitura mais 0,04 % da escala de potência e a precisão da medida de energia deve ser melhor ou igual à precisão de potência mais 0,02 % da leitura de tempo.

Para um inversor trifásico, os equipamentos de ensaio e medida devem registrar cada corrente de fase e cada tensão fase-neutro ou fase-fase.

5.1.1.3. Medição dos parâmetros de qualidade de energia elétrica

Para a medição do Fator de Potência, DHTi (até o 40° harmônico) e componente c.c. deve-se utilizar um analisador de qualidade de energia ou equipamento ou sistema de aquisição de dados que seja capaz de medir esses parâmetros conforme a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Precisão das medidas dos parâmetros qualidade de energia elétrica. Fonte IEC (2009).

Medida	Condição	Erro Máximo
Corrente	$I_m \geq 1\ \%\ I_{escala}$	$\pm 5\ \%\ I_m$
	$I_m < 1\ \%\ I_{escala}$	$\pm 0{,}05\ \%\ I_{escala}$
Tensão	$V_m \geq 1\ \%\ V_{escala}$	$\pm 5\ \%\ V_m$
	$V_m < 1\ \%\ V_{escala}$	$\pm 0{,}15\ \%\ V_{escala}$
Potência	$P_m \geq 150$ W	$\pm 1\ \%\ P_m$
	$P_m < 150$ W	$\pm 1{,}5$ W

I_{escala}: escala de corrente do equipamento de medição
V_{escala}: escala de tensão do equipamento de medição
I_m, V_m, P_m: valores medidos

5.1.1.4. Medição do tempo de reconexão

Para a medição do tempo de reconexão deve ser utilizado um cronômetro ou equipamento equivalente; que devem ser capazes de medir o tempo com precisão mínima de 1 segundo.

5.1.1.5. Medição da temperatura

Para a medição da temperatura ambiente deve ser utilizado um termômetro ou equipamento ou dispositivo equivalente, com precisão melhor ou igual a 1 °C.

5.1.2. Carga RLC

A carga RLC, deverá ser composta por componentes (R, L e C) com capacidade mínima igual a 105 % da potência máxima de saída do inversor. A carga RLC deve ser capaz de operar em ressonância com o circuito de teste e com Fator de Qualidade unitário.

5.1.3. Chaves

As chaves de manobras presentes nos ensaios podem ser disjuntores e/ou contatores, ou algum dispositivo de seccionamento com carga.

5.1.4. Simulador de gerador fotovoltaico

A fonte de alimentação c.c. utilizada nos ensaios deve ser capaz de simular as características de corrente x tensão e tempo de resposta de um gerador fotovoltaico, conforme especificado na Tabela 5.2. O simulador de gerador FV também deve ser capaz de não suprimir o *ripple* inserido pelo inversor no lado c.c., quando o SPMP do mesmo utilizar este *ripple* no seu algoritmo de seguimento.

Tabela 5.2 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico.

Itens	Especificação
Potência de saída	Suficiente para fornecer 120 % da potência c.c. máxima do inversor (potência na qual o inversor opera a plena carga)
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do simulador a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos de 1 ms
Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo SPMP do inversor, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio.
Fator de forma	0,25 a 0,8

5.1.5. Simulador de rede c.a.

A fonte de alimentação c.a. utilizada nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 5.3 e variar a tensão e a frequência através de degraus.

Tabela 5.3 – Especificação do simulador de rede c.a.

Itens	Especificação
Precisão de tensão	≤ 1 V
DHT de tensão	< 2,5 %
Precisão de frequência	≤ 0,1 Hz
Defasagem[27]	120º ± 1,5º

5.1.6. Rede c.a.

A rede de alimentação c.a. utilizada nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 5.3.

A Figura 5.1 ilustra uma bancada de ensaios com todos os equipamentos necessários para a realização do procedimento de qualificação e etiquetagem de inversor para SFCR.

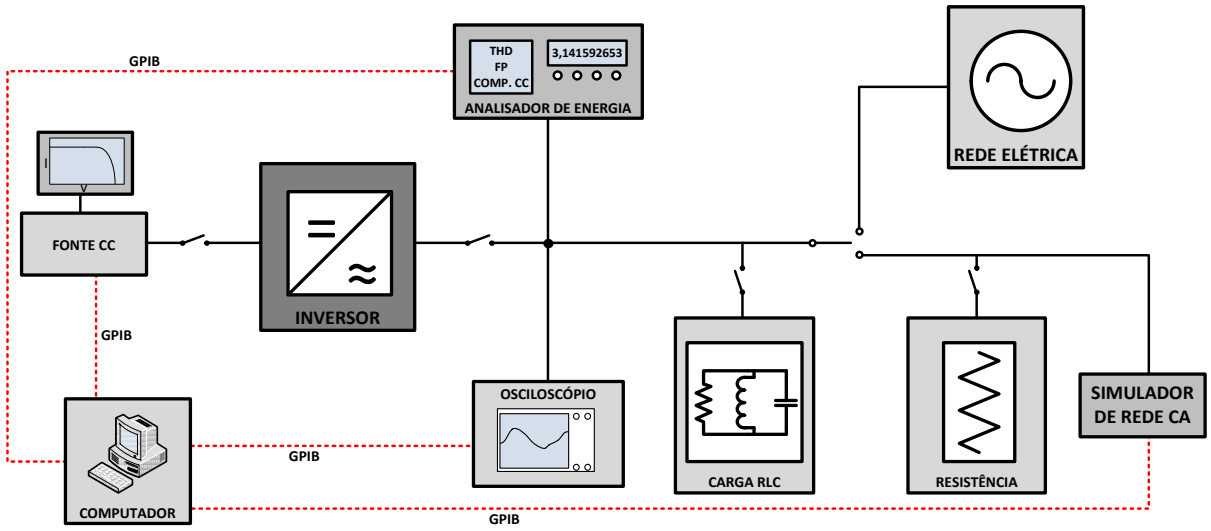


Figura 5.1 – Bancada de exemplo para o procedimento de ensaio.

5.2. Documentação

Na placa do inversor deve haver informações sobre o fabricante, o inversor, as características elétricas de entrada e saída e sobre o grau de proteção. A lista abaixo indica as informações que devem estar contidas na placa do inversor.

1) Fabricante
    a. Nome
2) Inversor
    a. Modelo
    b. Número de série

[27] Apenas para simuladores trifásicos.

3) Características elétricas de entrada
    a. Tensão c.c. máxima
    b. Faixa de operação do SPMP
    c. Corrente de curto-circuito máxima
4) Características elétricas de saída
    a. Potência c.a. nominal
    b. Tensão c.a. nominal
    c. Frequência nominal
    d. Corrente c.a. máxima
5) Grau de Proteção (IP)
6) Ano de fabricação

A Figura 5.2 exemplifica uma placa de inversor para conexão à rede com as informações mínimas exigidas na lista acima.

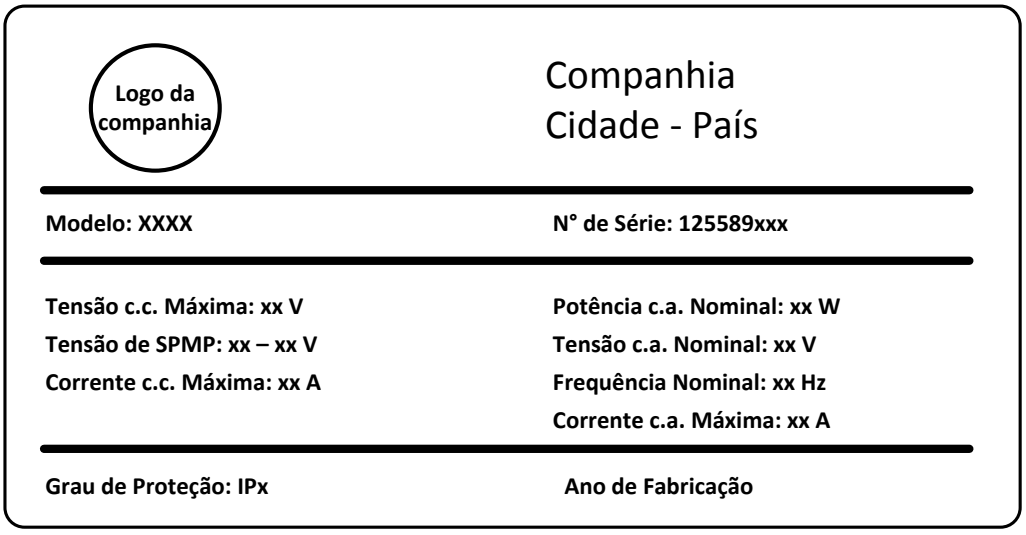


Figura 5.2 – Placa de exemplo para um inversor de conexão à rede.

A placa do inversor deve conter todas as informações citadas acima. Se alguma informação não estiver contida o inversor será reprovado.

O manual do inversor deve conter dados sobre as particularidades operacionais, especificações técnicas, instruções de instalação e informações de contato com o fabricante e deve estar em língua portuguesa ou inglesa. A lista abaixo indica os dados que devem estar contidos no manual.

1) Fabricante
    a. Nome
    b. Informações de contato com o fabricante

2) Modelo do inversor
3) Manual
    a. Idioma: Português
4) Especificações elétricas de entrada
    a. Faixa de tensão do SPMP
    b. Tensão de circuito aberto máxima
    c. Potência c.c. máxima
    d. Corrente de entrada máxima
    e. Configurações do gerador FV permitidas
    f. Restrições quanto ao tipo de módulo fotovoltaico
    g. Número de *séries* com SPMP independentes
    h. Número de conexões
    i. Tipo de conector
    j. Tipo de dispositivo de desconexão c.c. (se houver)
5) Existência de isolação galvânica
6) Especificações elétricas de saída
    a. Tensão nominal de saída
    b. Faixa operacional de tensão
    c. Potência nominal de saída
    d. Frequência nominal de saída
    e. Faixa operacional de frequência
    f. Distorção Harmônica Total máxima de corrente
    g. Fator de Potência
    h. Número de fases
    i. Potência c.a. máxima
7) Autoconsumo em *standby*
8) Eficiência
9) Especificações mecânicas
    a. Dimensões
    b. Peso
10) Especificações ambientais
    a. Faixa de temperatura de operação
    b. Faixa de umidade de operação

11) Procedimentos de instalação
    a. Local de instalação
    b. Espaço necessário para ventilação
    c. Diagrama de conexões (c.c. e c.a.)
    d. Procedimento de montagem
12) Sinalizações de falta e erros
13) Grau de proteção (IP)

O manual do inversor deve conter todas as informações citadas acima. Se alguma informação não estiver contida, o inversor será reprovado.

5.3. Proteção

O inversor deve ser resistente à sobrecarga e à inversão de polaridade do gerador fotovoltaico.

5.3.1. Resistência à inversão de polaridade do gerador

O propósito deste ensaio é garantir que o inversor não causará danos ao instalador e não será avariado em caso de inversão de polaridade do gerador fotovoltaico.

5.3.1.1. Procedimento

1) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico, com a polaridade invertida, ou seja, com o polo positivo na entrada negativa e o polo negativo na entrada positiva, e à rede através (ou simulador de rede) das chaves, que deverão permanecer abertas, conforme a Figura 5.3.

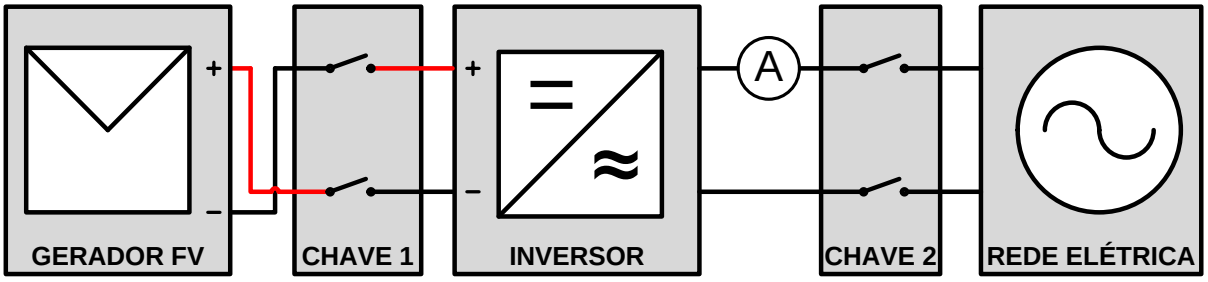


Figura 5.3 – Diagrama de ligações para o ensaio de inversão de polaridade do gerador FV.

2) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para a máxima potência e tensão de entrada permitida pelo inversor. O Fator de Forma[28] escolhido é arbitrário.
3) Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante.
4) Operar o inversor nessa configuração por 5 minutos.
5) Abrir as chaves, e religar o simulador de gerador fotovoltaico na polaridade correta.
6) Ligar novamente o inversor, operá-lo por 5 minutos e constatar se o mesmo está operando de forma correta através de inspeção visual dos indicadores luminosos e com a verificação do fluxo de corrente para a rede.

O inversor deve operar normalmente após o restabelecimento da polaridade correta na entrada do inversor, caso contrário será reprovado.

5.3.2. Sobrecarga do inversor

O propósito deste ensaio é garantir que o inversor não será avariado em caso de sobrecarga, e que o mesmo continue fornecendo energia mesmo com limitação da potência de saída.

5.3.2.1. Procedimento

1) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico e à rede seguindo a sequência recomendada pelo fabricante.
2) Conectar os equipamentos de medição conforme a Figura 5.4.

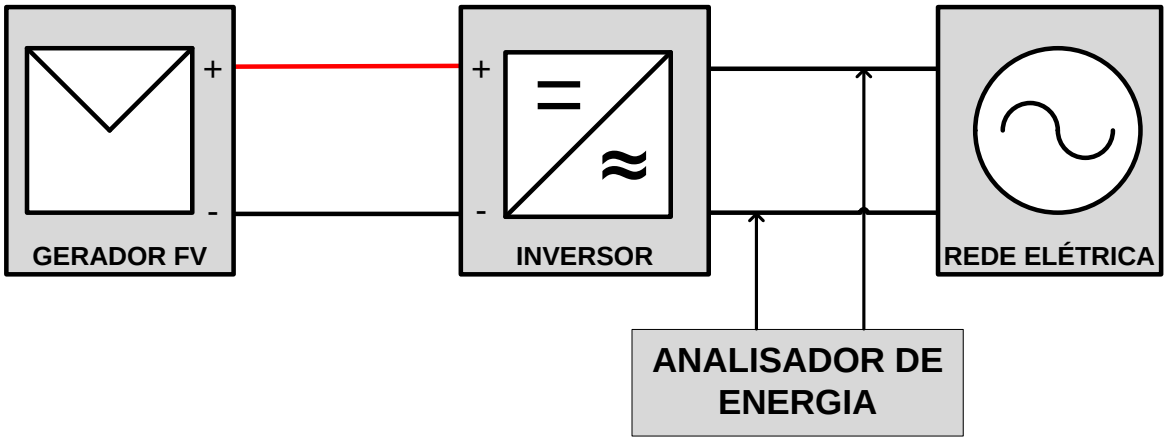


Figura 5.4 – Diagrama de ligações para o ensaio de sobrecarga.

3) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico até ele fornecer 120 % da potência máxima de entrada. O Fator de Forma e a tensão de entrada são arbitrários.

[28] O Fator de Forma (FF) é um parâmetro que relaciona a máxima potência que pode ser obtida por uma célula fotovoltaica real em relação a uma célula ideal. Ele é dado em porcentagem e pode caracterizar o tipo de célula.

4) Liberar a saída dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante.
5) Operar o inversor por 15 minutos, mesmo que ele limite a potência de saída ou desconecte.
6) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico até ele fornecer 100 % da potência máxima de entrada.

O inversor deve continuar operando normalmente após a redução da potência de entrada; caso contrário será reprovado.

5.4. Compatibilidade com a Rede Elétrica

O inversor de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica deve estar em conformidade com os padrões da rede elétrica brasileira, no que diz respeito à Qualidade de Energia Elétrica. Além do inversor ter que fornecer energia de qualidade, ele deve apresentar algumas proteções em casos de anormalidade da rede, as quais se resumem em cessar o fornecimento de energia em casos atípicos de tensão e frequência e em casos de operação em ilha.

5.4.1. Resposta às condições anormais da rede elétrica

As condições anormais da rede elétrica compreendem a sobre e subtensão, a sobre e subfrequência e o ilhamento.

5.4.2. Condições anormais de tensão

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

5.4.2.1. Procedimento

1) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida acoplar os equipamentos de medição conforme a Figura 5.5. O osciloscópio ou sistema de aquisição de dados de alta velocidade deve medir a tensão o mais próximo possível dos terminais do inversor.

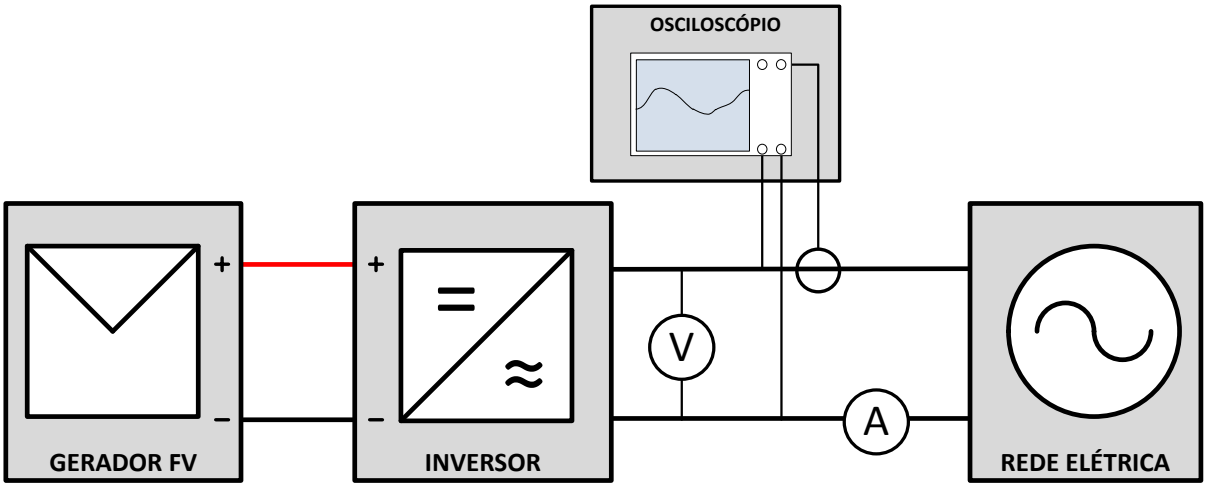


Figura 5.5 – Diagrama de ligações para o ensaio de sobre/sub tensão.

2) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O Fator de Forma e a tensão de entrada são arbitrários.

3) Configurar o simulador de rede para absorver até a potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal da rede.

4) Liberar as saídas dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP.

5) Elevar a tensão do simulador de rede em passos de 1 V, a partir da tensão nominal, a cada 5 segundos, até que o inversor cesse de fornecer corrente à rede e registrar o valor de tensão que provocou o desligamento.

6) Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal e esperar que o inversor reconecte.

7) Elevar a tensão do simulador de rede, através de um degrau, para um valor 10 % superior ao que provocou a desconexão do inversor. Registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.

8) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. A Figura 5.6 ilustra o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do degrau de tensão até o ponto em que a corrente injetada na rede foi interrompida.

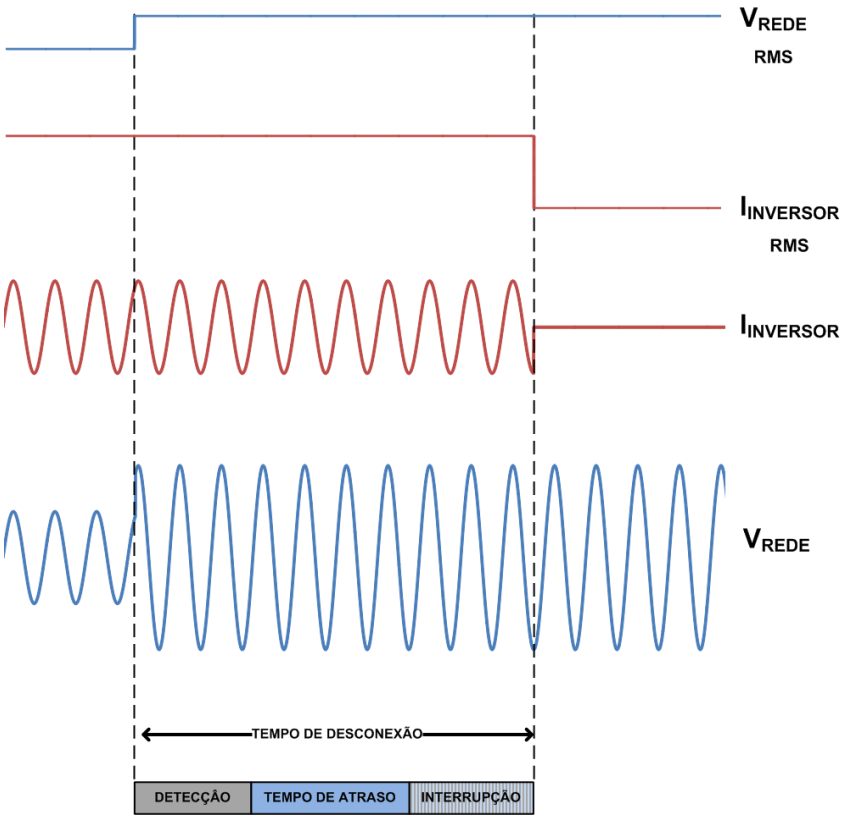


Figura 5.6 – Representação gráfica do tempo de desconexão.

9) Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal e esperar que o inversor reconecte.

10) Elevar a tensão do simulador de rede, através de um degrau, para 140 % do valor nominal. Registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.

11) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. Se o tempo de desconexão for o mesmo medido no passo 8), repetir 9), 10) e 11), mas com um degrau de tensão maior, por exemplo, de 150% da tensão nominal.

12) Reduzir a tensão do simulador de rede para a tensão nominal e esperar que o inversor reconecte.

13) Elevar a tensão do simulador de rede, através de um degrau, para 120 % do valor nominal. Registrar a tensão e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.

14) Com os valores de tensão e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. Se o tempo de desconexão for o mesmo medido no passo 8), repetir 12), 13) e14) mas com um degrau de tensão 1 V maior. Se o tempo de desconexão for o mesmo medido no passo 11), significa que a segunda tensão de desconexão foi achada.

15) Repetir do passo 5) ao 14), porém reduzindo, no lugar de elevar, a tensão, para obter os valores de tensão e os tempos de desconexão por subtensão. Para o ensaio de subtensão, onde se lê 140 %, 150 % e 120 % substituir por 30 %, 20% e 70%, respectivamente.

O inversor deve cessar o fornecimento de energia para a rede dentro dos valores limites de tensão e de tempo máximo de desconexão estabelecidos na Tabela 5.4, com tolerância de ±1 % mais as incertezas dos equipamentos de medição; caso contrário será reprovado.

Tabela 5.4 – Valores limites de tensão e tempo máximo de desconexão do inversor para distúrbios de tensão.

	Tensão (% $V_{nominal}$)		**Tempo de Desconexão(s)**
-	V	< 50 %	0,1
50 % ≤	V	< 85 %	2
85 % ≤	V	< 110 %	Operação Normal
110 % ≤	V	< 135 %	2
135 % ≤	V	-	0,05

5.4.3. Condições anormais de frequência

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

5.4.3.1. Procedimento

1) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida acoplar os equipamentos de medição conforme a Figura 5.5. O osciloscópio ou sistema de aquisição de dados de alta velocidade deve medir a tensão o mais próximo possível dos terminais do inversor.

2) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O Fator de Forma e a tensão de entrada são arbitrários.

3) Configurar o simulador de rede para absorver até a potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal da rede.

4) Liberar as saídas dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP.

5) Elevar a frequência do simulador de rede em passos de 0,1 Hz a cada 5 segundos até que o inversor cesse de fornecer energia, e registrar a frequência que provoca o desligamento por sobrefrequência.

6) Reduzir a frequência do simulador de rede para o valor nominal e esperar que o inversor reconecte.

7) Elevar a frequência do simulador de rede, através de um degrau, para um valor 20 % superior ao que provocou a desconexão do inversor. Registrar a frequência e a corrente desde a aplicação do degrau até a desconexão do inversor.

8) Com os valores de frequência e corrente registrados, verificar qual foi o tempo de desconexão. A Figura 5.7 ilustra o tempo de desconexão, o qual é medido a partir do degrau de frequência até o ponto em que a corrente injetada na rede foi interrompida.

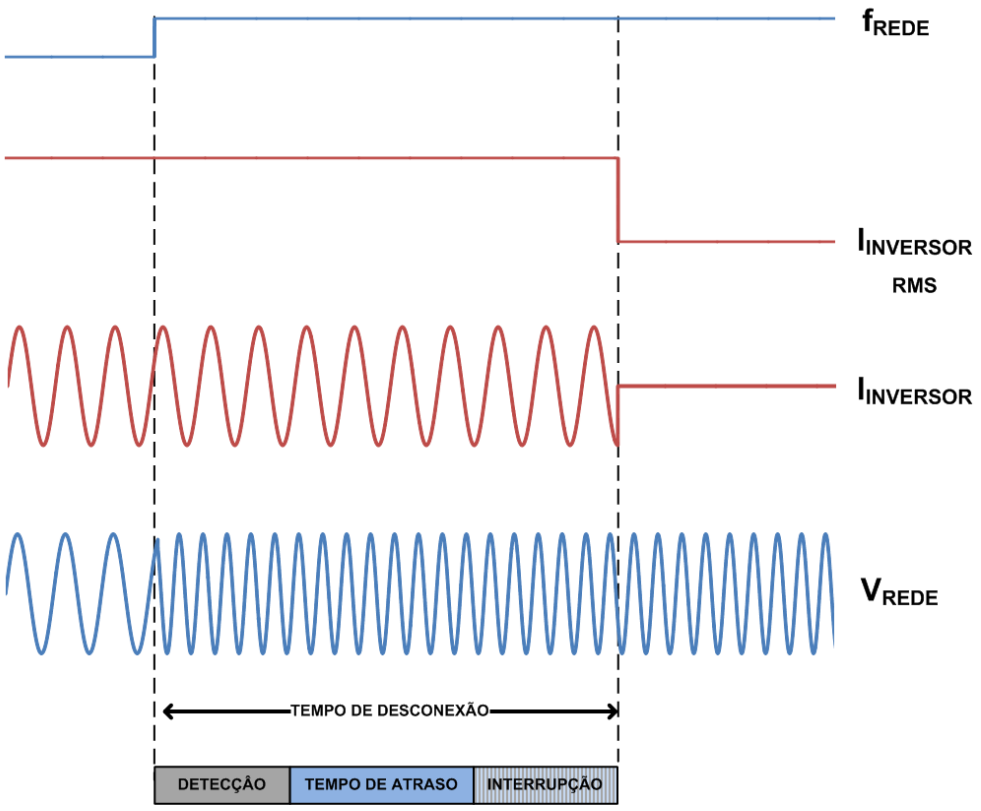


Figura 5.7 – Representação gráfica do tempo de resposta à condições anormais de frequência.

9) Reduzir a frequência do simulador de rede para o valor nominal e esperar que o inversor reconecte.

10) Repetir do passo 5) ao 8), porém reduzindo a frequência, para obter os valores de frequência e de tempo de desconexão por subfrequência.

O inversor deve cessar o fornecimento de energia para a rede dentro dos valores limites de frequência e de tempo máximo de desconexão estabelecidos na Tabela 5.5, com

tolerância de ± 1 % mais as incertezas dos equipamentos de medição; caso contrário será reprovado.

Tabela 5.5 – Valores limites de frequência e tempo máximo de desconexão do inversor para distúrbios de frequência.

	Frequência (Hz)		**Tempo de Desconexão(s)**
-	F	< 59	0,2
57,5 ≤	F	< 60,5	Operação Normal
60,5 ≤	F	-	0,2

5.4.4. Reconexão

A finalidade deste ensaio é garantir que o inversor irá aguardar certo período, após o restabelecimento das condições de tensão e frequência, antes de retomar o fornecimento de energia à rede. Este tempo de atraso tem a finalidade de verificar se o restabelecimento das condições normais não foi temporário.

5.4.4.1. Procedimento

1) Conectar o inversor aos simuladores de gerador fotovoltaico e de rede e, em seguida acoplar o equipamento de medição conforme a Figura 5.8.

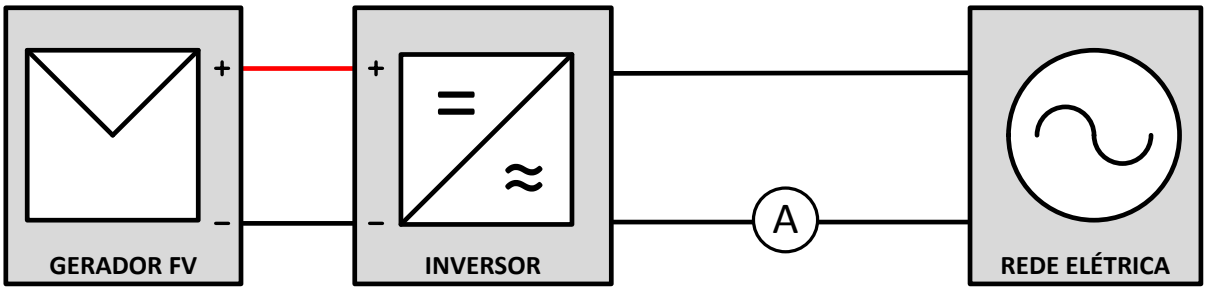


Figura 5.8 – Diagrama de ligações para o ensaio de reconexão.

2) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer 100 % da sua potência c.a. nominal. O Fator de Forma e a tensão de entrada são arbitrários.

3) Configurar o simulador de rede para absorver até a potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal da rede.

4) Liberar as saída dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP.

5) Elevar a frequência do simulador de rede até que o inversor cesse o fornecimento de energia.

6) Reduzir a frequência para a faixa de operação normal (Tabela 5.5) e, com a ajuda do cronômetro, aferir o tempo decorrido até a reconexão.

7) Repetir os passos 5) e 6) reduzindo a frequência.
8) Repetir os passos 5), 6) e 7) alterando a tensão no lugar da frequência.

Após a interrupção do fornecimento de energia à rede elétrica, o inversor somente deve retornar a injetar corrente, após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede, posteriormente ao tempo mínimo de 20 segundos e máximo de 300 segundos; caso contrário será reprovado.

5.4.5. Ilhamento

A finalidade deste ensaio é garantir que o inversor cesse de injetar energia em casos de perda de rede.

5.4.5.1. Procedimento

1) Determinar as condições de ensaio A, B e C segundo a Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Condições de ensaio.

Condição de Ensaio	Potência de saída do inversor (P_{INV})	Tensão de entrada do inversor
A	100 % da Potência Máxima[29]	> 75 % da faixa nominal[30]
B	66 % da Potência Máxima	50 % da faixa nominal
C	33 % da Potência Máxima	< 20 % da faixa nominal

2) Se as faixas operacionais de tensão e frequência e os tempos de desconexão do inversor forem ajustáveis, modificá-las para o maior valor possível.
3) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico, ao simulador de rede e à carga RLC e acoplar os equipamentos de medição conforme a Figura 5.9. O osciloscópio deve medir as curvas de tensão e corrente na saída do inversor.

[29] A potência máxima de saída é atingida utilizando a potência máxima de entrada.
[30] Com base na faixa nominal operacional de entrada do inversor. Por exemplo, se a faixa estiver entre X volts e Y volts, 90 % da faixa é =X + 0,9 × (Y – X). Y não deverá exceder 0,8 × máxima tensão (ou seja, a máxima tensão de circuito aberto permitida). Em qualquer caso, o inversor não deve operar fora da sua faixa permitida de tensão de entrada.

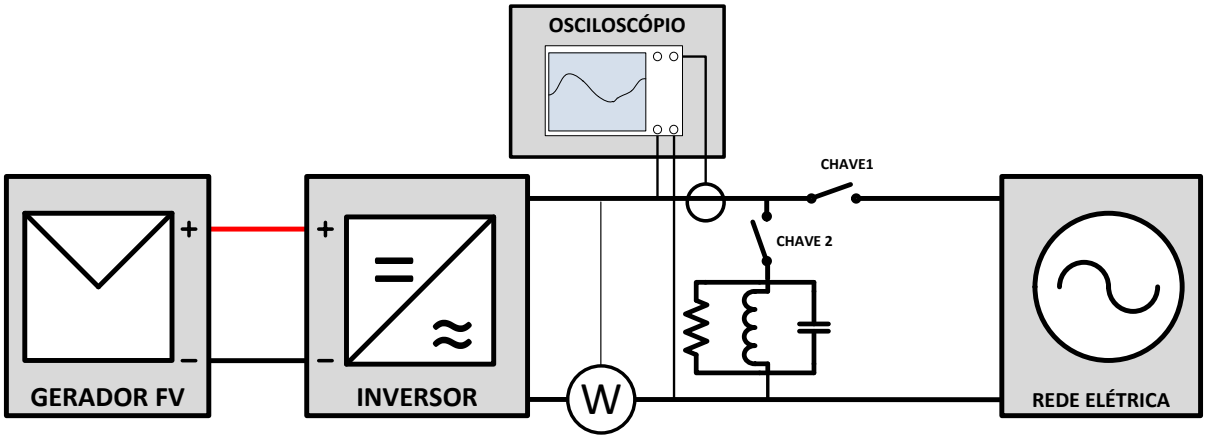


Figura 5.9 – Diagrama de ligações para o ensaio de ilhamento.

4) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer a potência P_{INV} determinada na condição de ensaio A. O Fator de Forma é arbitrário.

5) Configurar o simulador de rede para fornecer e absorver até 110 % da potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e a tensão nominal da rede.

6) Liberar a saída dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante e esperar a estabilização do SPMP. Manter as chaves da carga aberta, ou seja, sem a carga RLC conectada.

7) Registrar os valores de potência reativa ($Q_{c.a.}$) e ativa ($P_{c.a.}$) da rede, na frequência fundamental (60 Hz). O valor de $Q_{c.a.}$ medido neste passo será denominado de Q_{INV}.

8) Ajustar a carga RLC para um Fator de Qualidade $Q_F = 1 \pm 0{,}05$:

   a. Determinar a quantidade de potência reativa indutiva (Q_L) requerida pelo circuito ressonante RLC utilizando a seguinte relação: $Q_L = Q_F \times P_{INV}$.
   b. Conectar a carga indutiva como primeiro elemento do circuito RLC e a ajustar para demandar Q_L.
   c. Conectar a carga capacitiva em paralelo à indutiva e ajustar a demanda de potência reativa capacitiva (Q_C) para $Q_C = - Q_{INV} - Q_L$.
   d. Conectar a carga resistiva e a ajustar para demandar potência ativa P_R igual à P_{INV}.

9) Conectar a carga RLC ao circuito principal, fechando a chave 2, e ligar o inversor à rede seguindo a sequência recomendada pelo fabricante. Certificar-se de que a potência de saída do inversor permanece a mesma do passo 7) e ajustar a carga RLC para que a corrente, na frequência fundamental, através da chave 1 seja nula, com tolerância de ±1 % em relação à corrente nominal do inversor.

10) Abrir a chave 1 para iniciar o ensaio e aferir o tempo de operação em ilha (t_i) definido como o período entre a abertura da chave 1 e o momento em que a corrente de saída do

inversor reduz-se a menos de 1 % da corrente nominal de saída, conforme mostrado na Figura 5.10. O tempo t_i deve ser aferido utilizando a forma de onda de corrente, medida na saída do inversor com o auxílio do osciloscópio com memória ou equipamento de aquisição de dados de alta velocidade.

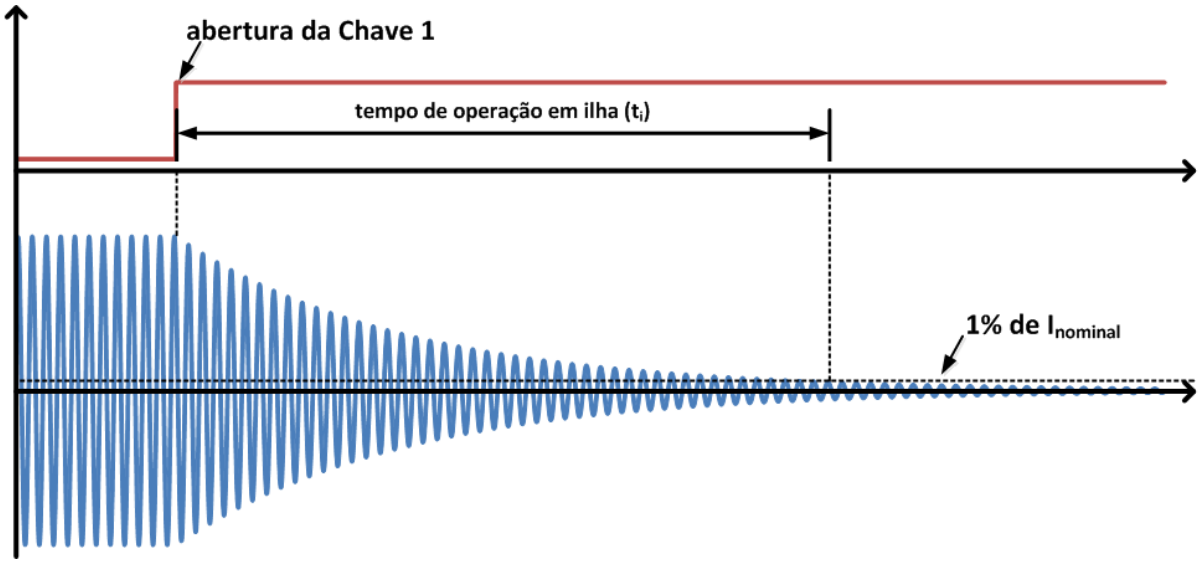


Figura 5.10 – Tempo de operação em ilha t_i.

11) Para o ensaio com P_{INV} = 100 % da potência c.a. máxima (condição de ensaio A), variar os fluxos de potência ativa e reativa sobre a chave 1, P_{C1} e Q_{C1} respectivamente, conforme os valores apresentados na Tabela 5.7, cujos valores são percentagens das potências nominais (P_R, Q_L ou Q_C) determinadas nos passos 8) e 9). Esses ajustes devem ser feitos alterando as cargas resistiva e indutiva ou capacitiva, apenas uma das duas, do circuito RLC. Após cada ajuste, o passo 10) deve ser repetido.

Tabela 5.7 – Valores de desbalanceamento da carga para o ensaio de ilhamento na condição de ensaio A (P_{INV} = 100 %).

% de mudança na carga ativa e reativa em relação à potência nominal de ensaio (± P_R[31], ± Q_c ou ± Q_L)		
-5, +5	0, +5	+5, +5
-5, 0	0, 0	+5, 0
-5, -5	0, -5	+5, -5

12) Para o ensaio com PINV = 33 % e 66 % da potência máxima (condições B e C), variar o fluxo de potência reativa sobre a chave 1 conforme os valores apresentados na Tabela 5.8. Esses ajustes devem ser feitos alterando a carga indutiva ou capacitiva, apenas uma das duas, do circuito RLC. Após cada ajuste, o passo 10) deve ser repetido.

[31] O sinal positivo indica fluxo de potência no sentido do inversor para a rede.

Tabela 5.8 – Valores de desbalanceamento da carga para o ensaio de ilhamento nas condições B e C de ensaio (P_{INV} = 33 % e 66 %).

% de mudança na carga ativa e reativa em relação à potência nominal de ensaio (±P_R[32], ±Q_c ou Q_L)	
0, -5	0, +1
0, -4	0, +2
0, -3	0, +3
0, -2	0, +4
0, -1	0, +5

13) Repetir do passo 4) ao 12), porém ajustando o inversor para trabalhar na condição de ensaio B da Tabela 5.6 (66 % da potência c.a. máxima).

14) Repetir do passo 4) ao 12), porém ajustando o inversor para trabalhar na condição de ensaio C da Tabela 5.6 (33 % da potência c.a. máxima).

O inversor deve cessar de fornecer energia à rede em até dois segundos após o ilhamento em todos os ensaios (com tolerância de ± 1 % mais as incertezas do equipamento de medição); caso contrário será reprovado.

5.5. Qualidade de Energia Elétrica QEE

Os ensaios de Qualidade de Energia Elétrica têm a finalidade de avaliar a conformidade dos inversores com os padrões da rede elétrica brasileira, no que diz respeito ao Fator de Potência, Distorção Harmônica Total e injeção de componente contínua.

A finalidade deste ensaio é garantir que o inversor irá fornecer energia com Fator de Potência, DHT_i e injeção de componente contínua adequadas às exigências da rede de distribuição em sua faixa de operação de tensão e potência.

5.5.1. Procedimento

1) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico e de rede seguindo a sequência recomendada pelo fabricante.

2) Conectar os equipamentos de medição conforme a Figura 5.11.

[32] O sinal positivo indica fluxo de potência no sentido do inversor para a rede.

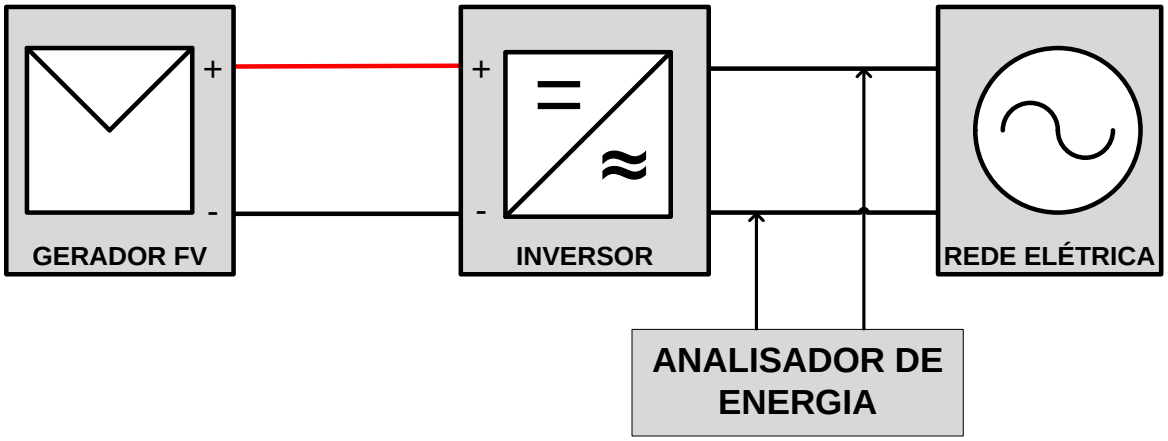


Figura 5.11 – Diagrama de ligações para o ensaio de Qualidade de Energia Elétrica.

3) Identificar as faixas de tensão do SPMP e de carregamento (potência de saída dividida pela potência nominal) do inversor e dividi-las em 10 e 6 passos, respectivamente, necessitando, dessa forma, simular 60 diferentes curvas de um gerador FV.
4) Obter os passos de tensão subtraindo a tensão máxima pela tensão mínima e dividindo o resultado por 9. Logo, o primeiro passo corresponde à tensão mínima e os seguintes são obtidos adicionando-se o quociente da divisão sucessivamente até a tensão máxima, resultando em 10 passos.

Os passos de carregamento devem ser sempre 10, 20, 30, 50, 75 e 100 % da potência nominal de saída.

5) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico com a tensão do ponto de máxima potência em um dos passos da faixa de tensão do SPMP e para que o inversor forneça um dos 6 passos de carregamento.
6) Configurar o simulador de rede para absorver até a potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal da rede.
7) Liberar a saída dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante.
8) Esperar o inversor estabilizar e registrar o valor do Fator de Potência, DHTi e injeção de componente contínua.
9) Repetir do passo 5) ao 8) para todas as outras 59 configurações do simulador de gerador fotovoltaico calculadas no passo 3).

O inversor deve apresentar Fator de Potência maior ou igual a 90 % para carregamentos superiores a 50 %, caso contrário será reprovado.

O inversor deve apresentar Distorção Harmônica Total de corrente inferior a 5 % na potência nominal; caso contrário será reprovado.

O inversor deve apresentar injeção de componente contínua na rede inferior a 0,5 % da corrente nominal de saída do inversor, em todos os carregamentos; caso contrário será reprovado.

5.6. Desempenho

Os ensaios de desempenho têm a finalidade de avaliar o comportamento do inversor sob diversas condições de operação: vários carregamentos, várias tensões de entrada e sobrecarregado. Além desses ensaios, esta seção conta com a avaliação da Eficiência Brasileira, a fim de qualificar os inversores segundo sua eficácia de conversão de energia.

5.6.1. Eficiência Brasileira

O propósito deste ensaio é aferir o parâmetro Eficiência Brasileira, η_{BR}, com o qual os inversores serão qualificados.

Este ensaio deve ser realizado em temperatura ambiente de 25 °C ± 2 °C.

5.6.1.1. Procedimento

1) Conectar o inversor ao simulador de gerador fotovoltaico e de rede. Caso o inversor tenha mais de 1 SPMP, todos devem ser conectados de forma a ficar com a mesma tensão e potência de entrada.
2) Conectar o equipamento de medição conforme a Figura 5.12.

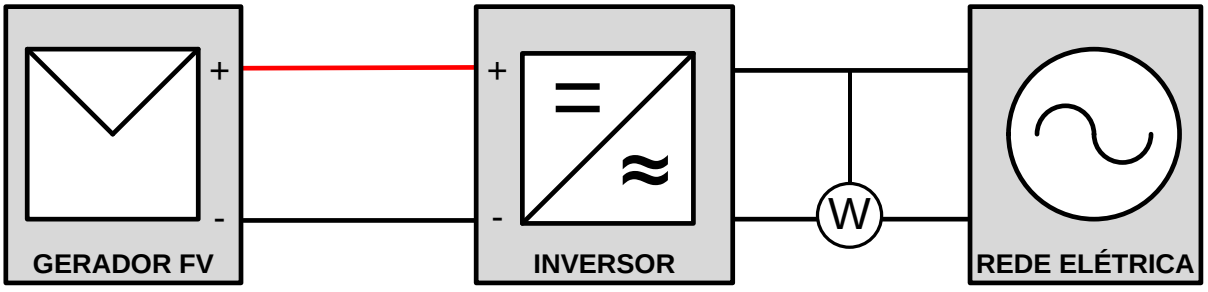


Figura 5.12 – Diagrama de ligações para o ensaio de Eficiência Brasileira.

3) Identificar as faixas de tensão do SPMP e de carregamento (potência de saída dividida pela potência nominal) do inversor e dividi-las em 10 e 6 passos, respectivamente, necessitando, dessa forma, simular 60 diferentes curvas de um gerador FV.

4) Obter os passos de tensão subtraindo a tensão máxima pela tensão mínima e dividindo o resultado por 9. Logo, o primeiro passo corresponde à tensão mínima e os seguintes são obtidos adicionando-se o quociente da divisão sucessivamente até a tensão máxima, resultando em 10 passos.

5) Os passos de carregamento devem ser sempre 10, 20, 30, 50, 75 e 100 % da potência nominal de saída.

6) Configurar o simulador de gerador fotovoltaico com a tensão do ponto de máxima potência em um dos passos da faixa de tensão do SPMP, com potência de saída[33] para que o inversor forneça um dos 6 passos de carregamento e com Fator de Forma igual a 0,75.

7) Configurar o simulador de rede para absorver até a potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal da rede.

8) Liberar a saída dos simuladores respeitando a sequência de ligação recomendada pelo fabricante.

9) Esperar o SPMP estabilizar. Caso não seja observada a estabilização do SPMP, esperar pelo menos 5 minutos.

10) Registrar a potência no ponto de máxima potência (P_{PMP}), fornecida pelo simulador de gerador fotovoltaico, e a energia c.a. na saída do inversor ($E_{c.a.}$) integrada no período Δt de 600 segundos, contados após a estabilização do SPMP.

11) Calcular a Eficiência Total utilizando os valores registrados e a equação (5.1).

$$\eta_{T_{(P_{c.a.},V_{PMP})}} = \eta_{conv} \times \eta_{SPMP} = \frac{E_{c.a.}}{P_{PMP} \times \Delta t} \tag{5.1}$$

12) Repetir do passo 6) ao 11) para todas as outras 59 configurações do simulador de gerador fotovoltaico calculadas no passo 3).

13) Com os 60 valores de Eficiência Total, calcular a Eficiência Total Média para cada carregamento com a equação (5.2).

$$\eta_{TMEDk\%} = \frac{\sum_{i=V_{PMP_{MIN}}}^{V_{PMP_{MAX}}} \eta_{k\%,i}}{10} \tag{5.2}$$

onde

$\eta_{TMEDk\%}$ é a eficiência total média a *k%* de carregamento

[33] Pode-se considerar que a potência de entrada do inversor é igual à potência de saída, desde que essas não divirjam mais que ± 5 %.

$\eta_{TMEDk\%,i}$ é a eficiência total a *k%* de carregamento na tensão *i* de SPMP

14) Calcular η_{BR} com os 6 valores de Eficiência Total Média utilizando a equação (5.3).

$$\eta_{BR} = 0{,}02\eta_{TMED10\,\%} + 0{,}02\eta_{TMED20\,\%} + 0{,}04\eta_{TMED30\,\%} + 0{,}12\eta_{TMED50\,\%} + 0{,}32\eta_{TMED75\,\%} + 0{,}48\eta_{TMED100\,\%} \quad (5.3)$$

O inversor deve ser qualificado a partir do valor de Eficiência Brasileira calculado conforme os valores da Tabela 4.15.

Tendo em vista que alguns ensaios necessitam dos mesmos equipamentos para sua realização, a prática de vários ensaios simultaneamente pode ser realizada. A Figura 5.13 apresenta uma sequência dos ensaios sugerida, bem como a sugestão da realização dos ensaios de Qualidade de Energia Elétrica e Eficiência Brasileira simultaneamente.

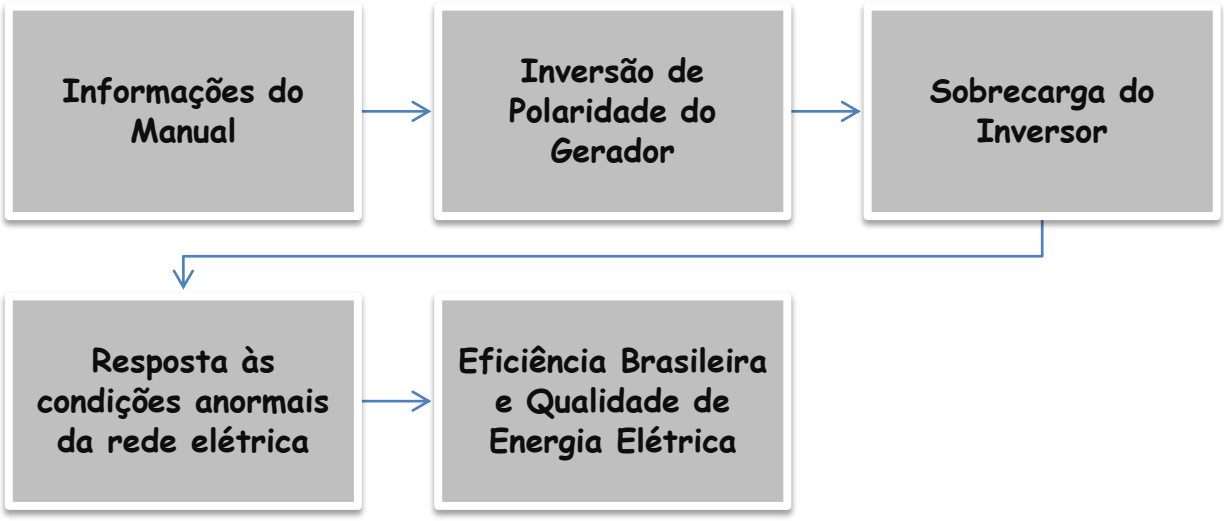


Figura 5.13 – Sequência sugerida para a realização dos ensaios de inversor para SFCR.

5.7. Relatório do Ensaio de Qualificação e Etiquetagem de Inversores de SFCR

O relatório final do ensaio de qualificação e etiquetagem de inversores de SFCR deverá conter as especificações do inversor e dos equipamentos utilizados nos ensaios (com seus respectivos erros) e os resultados dos ensaios

O anexo A apresenta as planilhas que deverão ser utilizadas para a realização dos ensaios de qualificação e etiquetagem de inversores de SFCR.

CAPÍTULO 6 - APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE QUALIFICAÇÃO E ETIQUETAGEM DE INVERSOR PARA SFCR

Um procedimento de ensaio para a qualificação e etiquetagem de um equipamento deve ser de fácil aplicação, de forma que qualquer laboratório com os equipamentos necessários seja capaz de aplicar esse procedimento.

Desta forma, para testar a aplicabilidade do procedimento proposto, o mesmo foi testado de forma parcial em 3 inversores (inversores A, B e C) da seguinte maneira:

a) Ensaio de documentação, proteção e compatibilidade com a rede elétrica: inversor A.
b) Ensaio de desempenho e qualidade de energia elétrica: inversores B e C.

Os ensaios de ilhamento e resposta às condições anormais de rede (para as tensões mais altas e mais baixas) não foram realizados por falta de equipamentos adequados.

6.1. Equipamentos Utilizados

Para a simulação do gerador fotovoltaico utilizou-se uma fonte c.c. programável de 6 kW, que simula a curva I x V característica de um gerador FV.

Para a simulação da rede elétrica utilizou-se uma fonte c.a. programável (tensão e frequência) de 5 kW, a qual é capaz de variar a tensão em passos de 0,1 V e a frequência em passos de 0,1 Hz, porém não é capaz de aplicar degraus de tensão ou frequência e nem de absorver potência ativa.

Como a fonte c.a. utilizada não absorve potência, utilizou-se uma carga resistiva, cuja capacidade é maior que a dos inversores testados, em paralelo com a fonte, de forma que sempre há fluxo de potência no sentido da carga e nunca no sentido da fonte.

Para a medição dos parâmetros de frequência, tensão e corrente nos ensaios de resposta às condições anormais da rede, foram utilizados dois registradoes, um para tensão ou frequência e outro para a corrente, ambos com precisão de 6 dígitos e velocidade média de 33 amostras/segundo.

Para a medição dos parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica foi utilizado um analisador de qualidade de energia, o qual mede Fator de Potência, DHTi (até 51° harmônico), e injeção de componente contínua. Como a ponteira de corrente utilizada é apenas para correntes c.a., as medições de injeção de componente contínua não são válidas.

A Figura 6.1 mostra a bancada de testes utilizada nos ensaios a) e b).

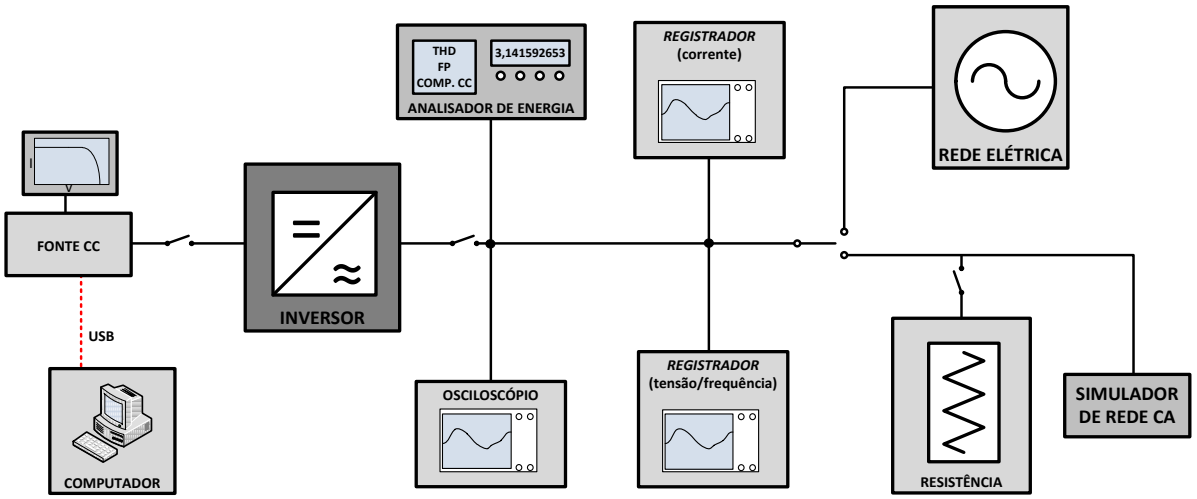


Figura 6.1 – Bancada de testes utilizada nos ensaios a) e b).

6.2. Ensaio de Documentação, Proteção e Compatibilidade com a Rede Elétrica

Para o ensaio de documentação, proteção e compatibilidade com a rede elétrica, foi utilizado um inversor sem transformador de 2.800 W e com apenas um SPMP.

6.2.1. Resultados

O procedimento de ensaio foi aplicado seguindo os passos propostos no capítulo 5.

As informações contidas na placa do inversor (Figura 6.2) foram verificadas, porém nem todas as informações exigidas estavam presentes; logo o inversor foi reprovado no primeiro ensaio.

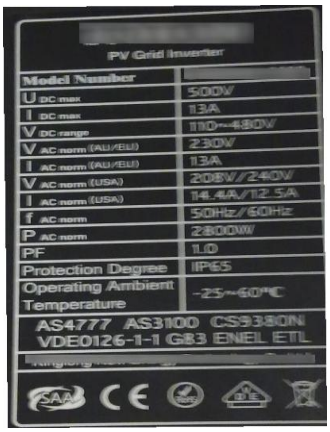


Figura 6.2 – Placa do inversor A.

As informações contidas no manual do inversor foram verificadas e, assim como na placa, algumas informações não estavam presentes. Apesar dessas informações também serem exigidas por uma norma internacional (IEC 62109), o inversor A não as apresentava. O inversor também foi reprovado por não apresentar as informações exigidas no manual.

Foi realizado o ensaio de resistência à inversão de polaridade do gerador, no qual o inversor não conectou à rede (com a polaridade invertida) e ainda avisou que havia uma falha. O inversor foi aprovado neste ensaio.

O ensaio de sobrecarga foi realizado e durante a operação com 120 % da potência máxima de entrada, o inversor deslocou o seu ponto de operação para uma tensão menor que a do ponto de máxima potência, de forma a limitar a potência de saída no valor máximo permitido pelo inversor. Após a redução da potência, o inversor continuou operando normalmente e retornou sua busca pela operação no ponto de máxima potência. O inversor foi aprovado neste ensaio.

O ensaio de resposta às condições anormais de tensão foi parcialmente realizado, pois a fonte c.a. utilizada não possibilita a aplicação de degraus. O inversor desconectou da rede dentro dos limites estabelecidos no Capítulo 4. O inversor foi aprovado neste ensaio.

Os tempos de desconexão foram calculados utilizando o campo de tempo presente nas medidas de tensão e corrente provenientes dos registradores, como sendo a diferença entre os eventos: momento de desconexão e mudança de tensão. Vale ressaltar, que o procedimento de ensaio verifica o tempo de desconexão utilizando degraus de tensão, o que facilita muito a visualização da transição de um valor de tensão para outro. Porém, devido à incapacidade dos equipamentos, isso não foi possível de ser realizado.

As Figuras 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6 mostram os valores medidos durante o ensaio e a dificuldade de se identificar o momento da mudança de tensão que provoca a desconexão, sem a aplicação de um degrau.

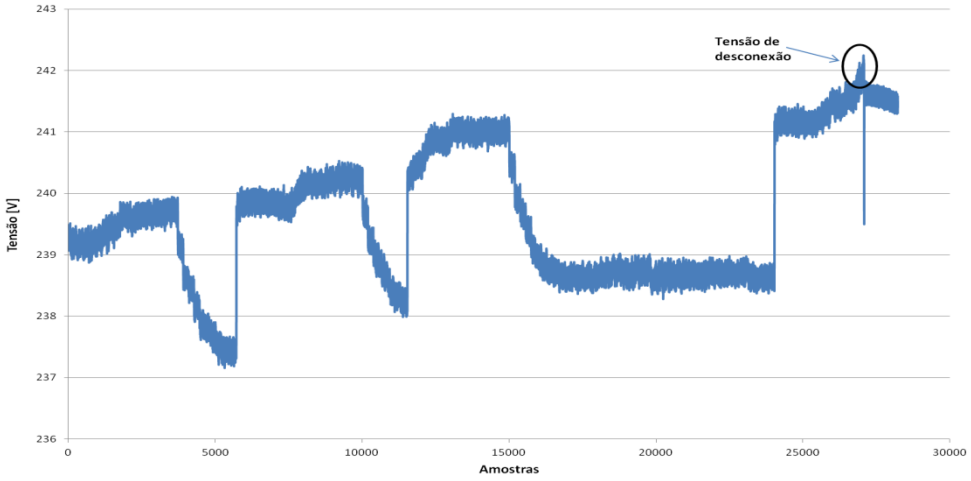


Figura 6.3 – Tensão no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (sobretensão), amostras de 5 em 5 milissegundos.

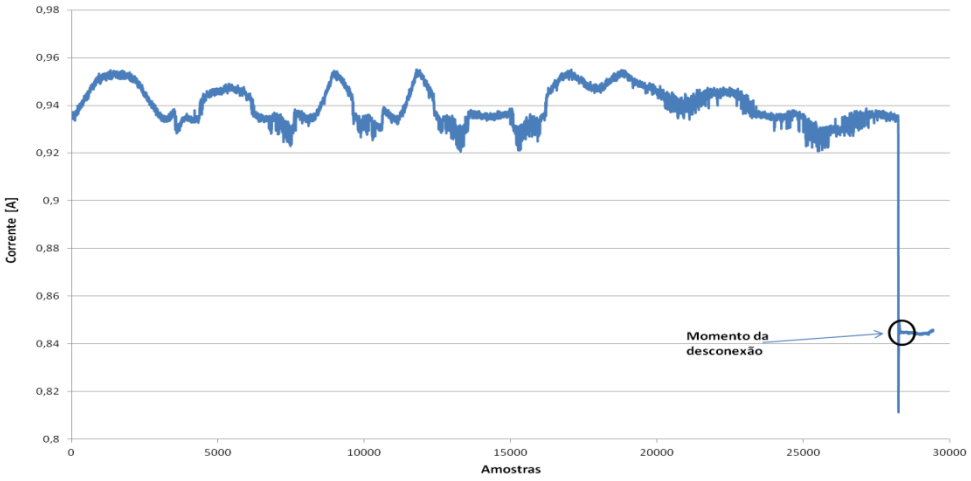


Figura 6.4 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (sobretensão), amostras de 5 em 5 milissegundos.

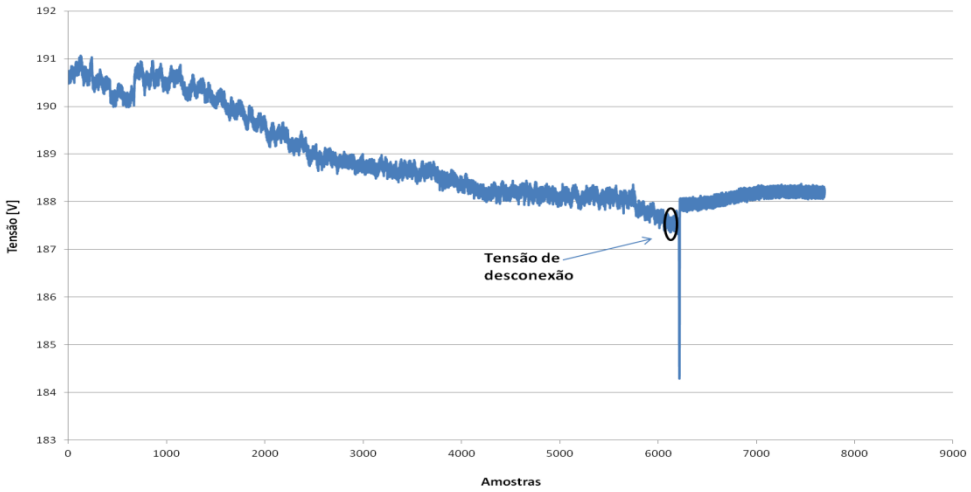


Figura 6.5 – Tensão no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (subtensão), amostras de 5 em 5 milissegundos.

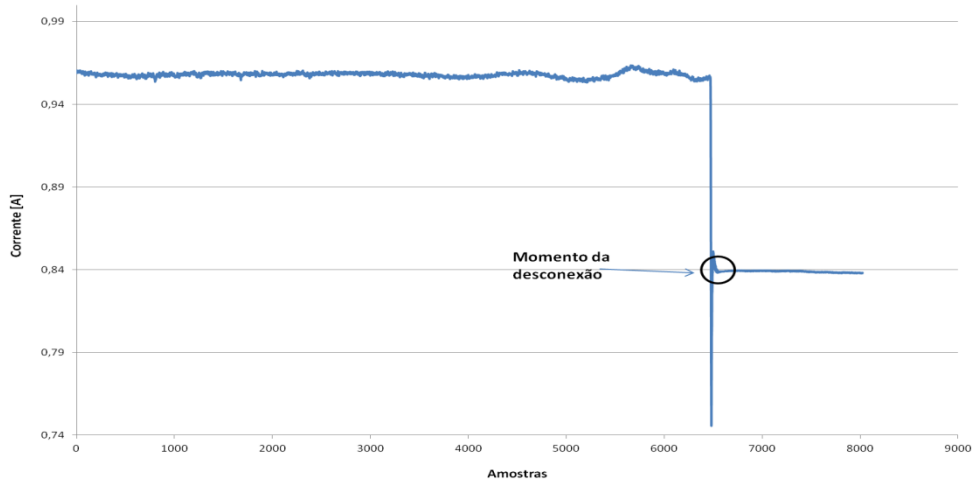


Figura 6.6 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de tensão (subtensão), amostras de 5 em 5 milissegundos.

O ensaio de resposta às condições anormais de frequência foi parcialmente realizado, pois a fonte c.a. utilizada não possibilitava aplicar degraus. O inversor desconectou da rede fora dos limites estabelecidos no Capítulo 4. O inversor não foi aprovado neste ensaio.

Os tempos de desconexão foram calculados utilizando o campo de tempo presente nas medidas de frequência e corrente provenientes dos registradores, como sendo a diferença entre os eventos: momento de desconexão e mudança de frequência. Vale ressaltar que o procedimento de ensaio verifica o tempo de desconexão utilizando degraus de frequência, o que facilita muito a visualização da transição de um valor de tensão para outro. Porém, devido à incapacidade dos equipamentos, isso não foi possível de ser realizado.

As Figuras 6.7, 6.8, 6.9 e 6.10 mostram os valores medidos durante o ensaio e a dificuldade de se identificar o momento da mudança de frequência, que provoca a desconexão, sem a aplicação de um degrau.

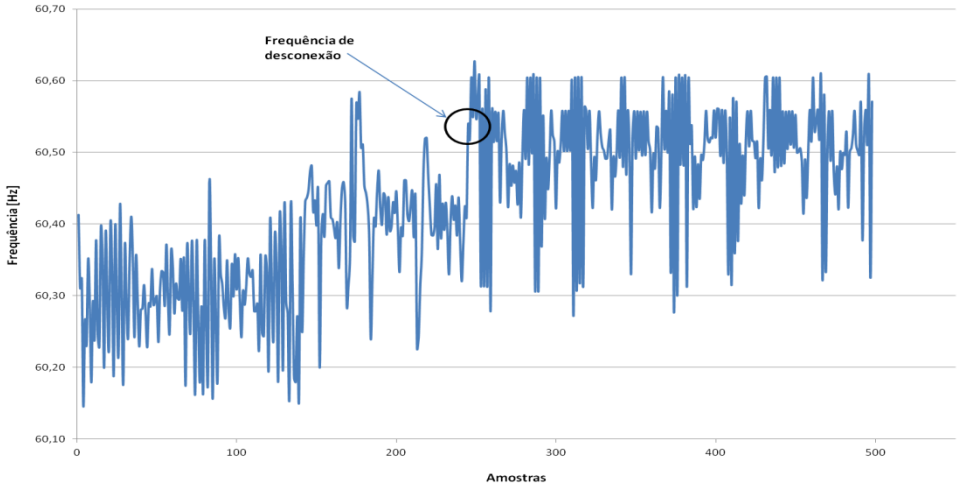


Figura 6.7 – Frequência no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (sobrefrequência), amostras de 30 em 30 milissegundos.

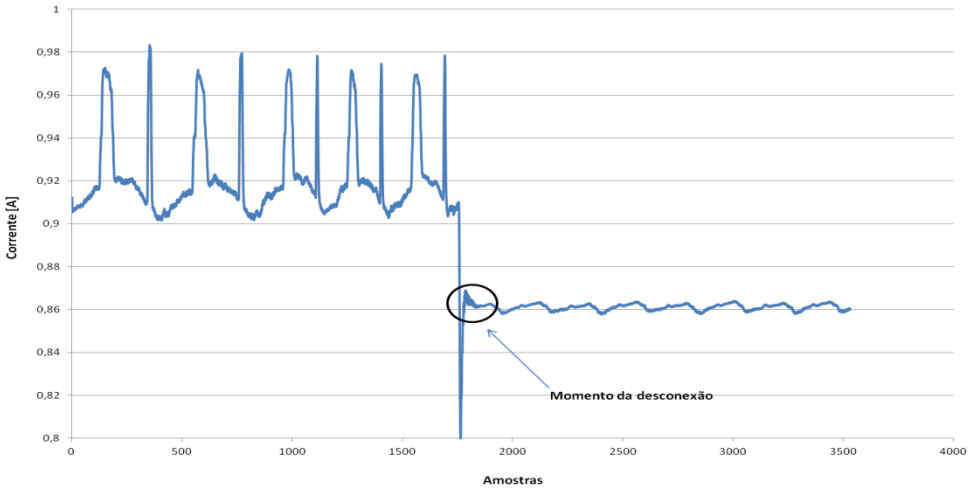


Figura 6.8 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (sobrefrequência), amostras de 5 em 5 milissegundos.

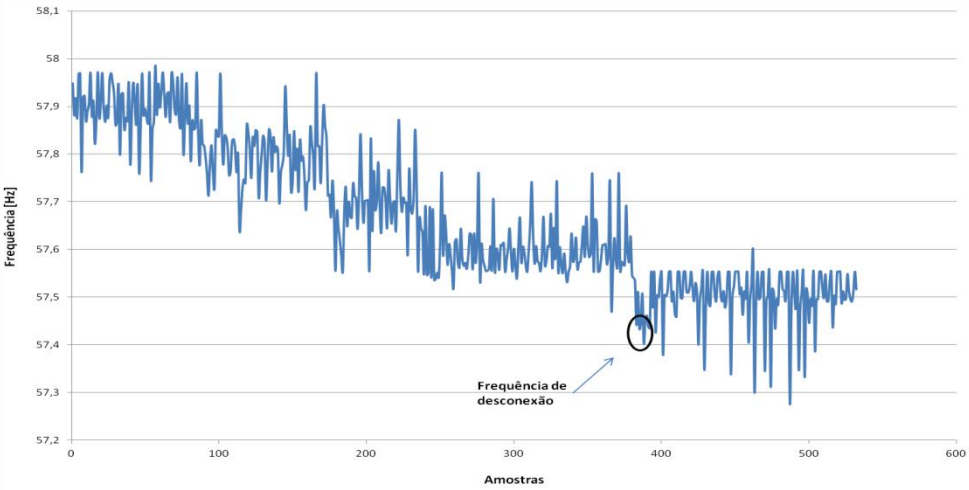


Figura 6.9 – Frequência no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (subfrequência), amostras de 35 em 35 milissegundos.

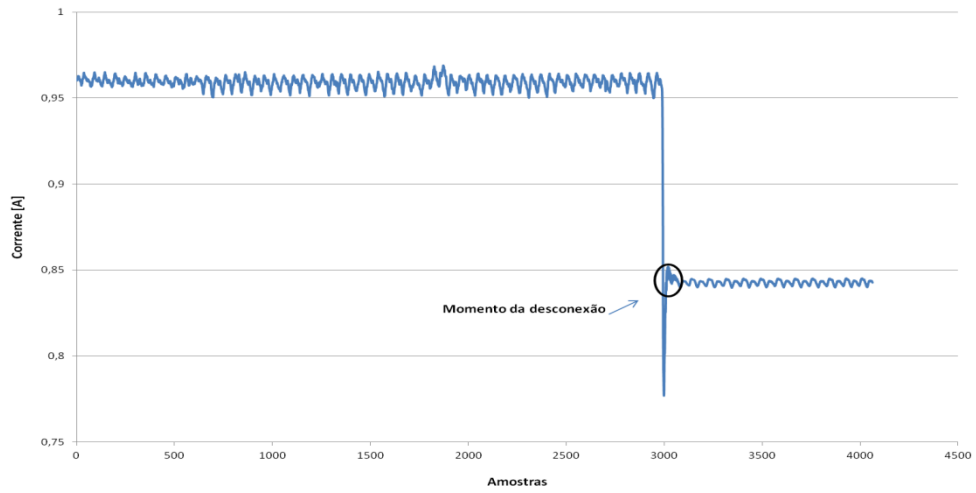


Figura 6.10 – Corrente no ensaio de resposta às condições anormais de frequência (subfrequência).

Foi realizado o ensaio de reconexão e o inversor retomou a injetar corrente na rede após uma desconexão devido a uma condição anormal de tensão e de frequência após 60 segundos. O inversor foi aprovado neste ensaio.

As Figuras 6.11, 6.12 e 6.13 apresentam as planilhas de ensaio com os resultados da aplicação do procedimento no inversor A.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante	XXXX	Modelo	Inversor A

	Aprovado
O manual está na língua portuguesa?	Sim
Há informações de contato com o fabricante?	Sim

ESPECIFICAÇÕES DE ENTRADA

Potência c.c. Máxima	3000	W	V_{OC} Máxima	500	V
Faixa V_{MPPT}	250-400	V	$I_{entrada}$ Máxima	13	A
Há restrições quanto ao tipo de módulo FV? Quais?					
Que precisem de aterramento - não permitido					
N° de SPMP	1		N° de conectores		
Há seccionamento c.c.?	Não		Tipo de conector	MC4	

	Aprovado
O manual apresenta o diagrama de conexões (c.c. e c.a.)?	Sim
O manual apresenta os requerimentos quanto ao local de instalação?	Sim
O manual apresenta os requerimentos quanto ao espaço necessário para ventilação?	Sim
O manual apresenta informações referentes ao procedimento de instalação?	Sim

ESPECIFICAÇÕES DE SAÍDA

$Potência_{nominal}$ c.a.	2800	W	$V_{saída}$ nominal	220	V
Frequência nominal	60	Hz	Faixa operacional de V	176-253	V
Faixa operacional de f	57,5 - 61	Hz	THDi máxima	3	%
Fator de Potência	100	%	Potência c.a. Máxima	3000	W
Número de Fases	1				

ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS E OPERACIONAIS

Dimensões	0,415 x0,376 x0,125	M	Peso	14,1	kg
Temp. de Operação	-85	°C	Umidade de Operação		%
Consumo Standby	4	W	Grau de Proteção	65	
			Isolação Galvânica	não	

	Aprovado
O manual apresenta informações sobre as indicações luminosas?	Sim
O manual apresenta informações operacionais sobre o menu do inversor? (Se houver)	Sim

APROVAÇÃO DO MANUAL DO INVERSOR

	Aprovado
O manual do inversor apresentou todas as informações citadas acima?	Não

Figura 6.11 – Planilha 1 de ensaio do inversor A.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR

Fabricante	XXXX	Modelo	Inversor A

DADOS DE PLACA

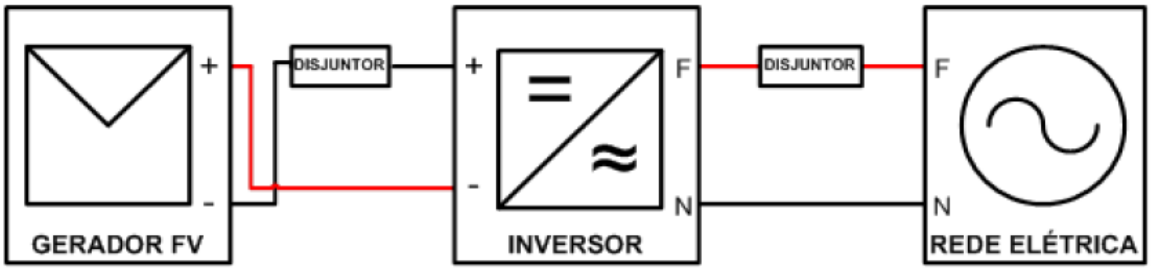
Nome Fabricante	xxxx		Origem Fabricante	xxxxxx	
Modelo Inversor	xxxxxxxx		N° de Série Inversor	xxxxxx	
V_{OC} Máxima	500	V	$I_{entrada}$ Máxima		A
Faixa V_{MPPT}	250-400	V	$I_{saída}$ Máxima	16	A
$V_{saída}$ nominal	220	V	Potência nominal c.a.	2800	W
Frequência nominal	60	Hz			

APROVAÇÃO DO INVERSOR QUANTO AOS DADOS DE PLACA

	Aprovado
A placa do inversor apresentou todas as informações citadas acima?	Não

PROTEÇÃO CONTRA INVERSÃO DE POLARIDADE

	Aprovado
Após a inversão da polaridade na entrada por um período de 5 minutos, o inversor funciona normalmente ao reestabelecer a conexão correta	Sim



SOBRECARGA

	Aprovado
O inversor manteve sua operação normal após uma sobrecarga de 120% da potência máxima por 15 minutos.	Sim

Figura 6.12 – Planilha 2 de ensaio do inversor A.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante	XXXX	Modelo	Inversor A

RESPOSTA À CONDIÇÕES ANORMAIS DE TENSÃO

V_{MEDIDO}	$V_{CALCULADO}$	V_{REF}	V_{RMS}	$T_{RESPOSTA}$	$T_{MÁXIMO}$
	110	50%	> V		0,1
188	187	85%	> V	234	2
242	242	110%	≤ V	240	2
	297	135%	< V		0,05

	Aprovado
Após as condições de sub e sobretensão, o inversor desconectou nos valores de tensão calculados e no tempo limite.	Sim

RESPOSTA À CONDIÇÕES ANORMAIS DE FREQUÊNCIA

f_{MEDIDO}	f_{REF}	Hz		$T_{RESPOSTA}$	$T_{MÁXIMO}$
57,5	57,5	>	f	0,27	0,2
60,50	60,5	≤	f	0,22	0,2

	Aprovado
Após as condições de sub e sobrefrequência, o inversor desconectou nos valores de frequência estipulados e no tempo limite.	Não

TEMPO DE RECONEXÃO

	Aprovado
Após condições anormais de tensão ou frequência, o inversor só retorna a injetar energia na rede após [20-300] segundos depois que as condições normais de tensão e frequência foram retomadas.	Sim

Figura 6.13 – Planilha 3 de ensaio do inversor A.

A Figura 6.14 mostra uma foto tirada durante a realização do ensaio do inversor A.

Figura 6.14 – Realização do ensaio do inversor A.

6.2.2. Dificuldades

A verificação das informações contidas nos manuais e na placa do inversor não gerou dificuldades.

Não houve dificuldades na realização dos ensaios de proteção (inversão de polaridade e sobrecarga).

Devido à incapacidade de se aplicar degraus de tensão, não foi possível realizar o ensaio de identificação da tensão que faz com que o inversor cesse de injetar energia na rede com tempo mais curto, pois só foi possível variar a tensão em passos de 0,1 V manualmente. Logo, não se atingia essa tensão de desconexão, pois o inversor desconectava antes de atingi-la por já estar em outra região de desconexão.

Devido à incapacidade de se aplicar degraus de frequência, o ensaio de desconexão por sub e sobrefrequência não teve sua precisão garantida devido à dificuldade de identificação do ponto exato em que houve a mudança de frequência, pois o maior passo (0,1 Hz) permitido pela fonte c.a. se confundia com a própria variação da frequência provocada pela imprecisão da fonte em se manter em uma frequência fixa.

Devido à falta de sincronismo entre os registradores a precisão da medida dos tempos de desconexão foi prejudicada. Todavia, o procedimento pode ser testado, mas os resultados apresentam incertezas elevadas.

6.3. Ensaio de Desempenho e Qualidade de Energia Elétrica

Para o ensaio de desempenho e qualidade de energia elétrica foram utilizados dois inversores, um de 3.300 W com transformador (inversor B) e outro de 3.000 W sem transformador (inversor C), ambos com apenas um SPMP.

6.3.1. Resultados

O procedimento de ensaio foi aplicado seguindo os passos propostos no Capítulo 5.

Os ensaios de desempenho e qualidade de energia elétrica foram realizados ao mesmo tempo, pois ambos necessitam dos mesmos equipamentos de medição e são realizados sobre as mesmas condições, para toda a faixa de tensão de SPMP e de carregamento.

Os inversores foram postos a operar e sua fonte primária (fonte c.c.) foi alterada 60 vezes, colocando-os em cada um dos 60 pontos operacionais de tensão de SPMP e carregamento previstos no procedimento. Após a estabilização do SPMP, a qual foi atingida em média em 60 segundos, as medições foram feitas (fator de potência, DHTi, corrente c.c. e potência de saída).

Tanto o inversor B quanto o C foram aprovados nos ensaios de qualidade de energia elétrica nos quesitos Fator de Potência e DHTi. O quesito injeção de componente contínua não foi avaliado devido à limitação do equipamento de medição.

As Figuras 6.15, 6.16, 6.17, 6.18, 6.19 e 6.20 mostram as curvas resultantes de fator de potência, DHTi e injeção de componente contínua dos inversores B e C.

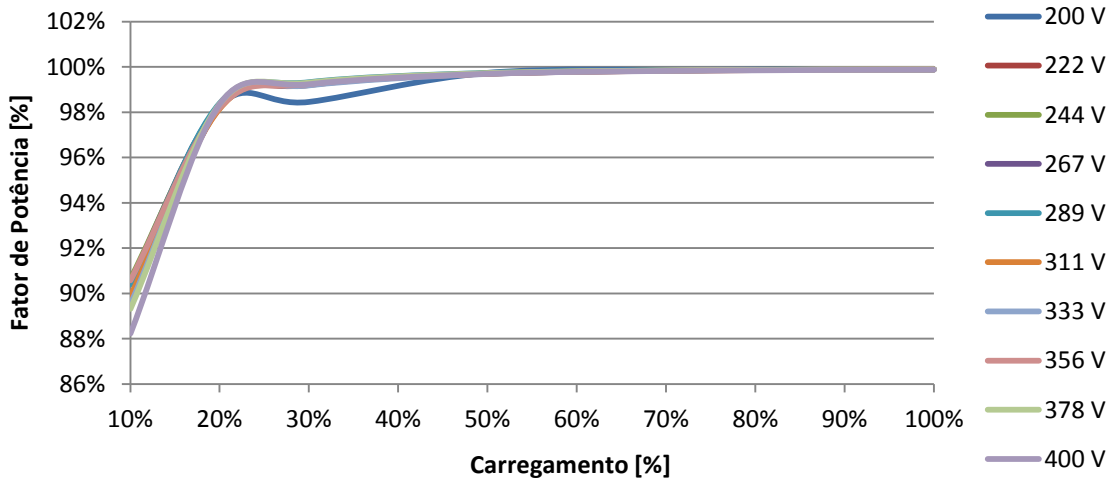


Figura 6.15 – Curvas de Fator de Potência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B.

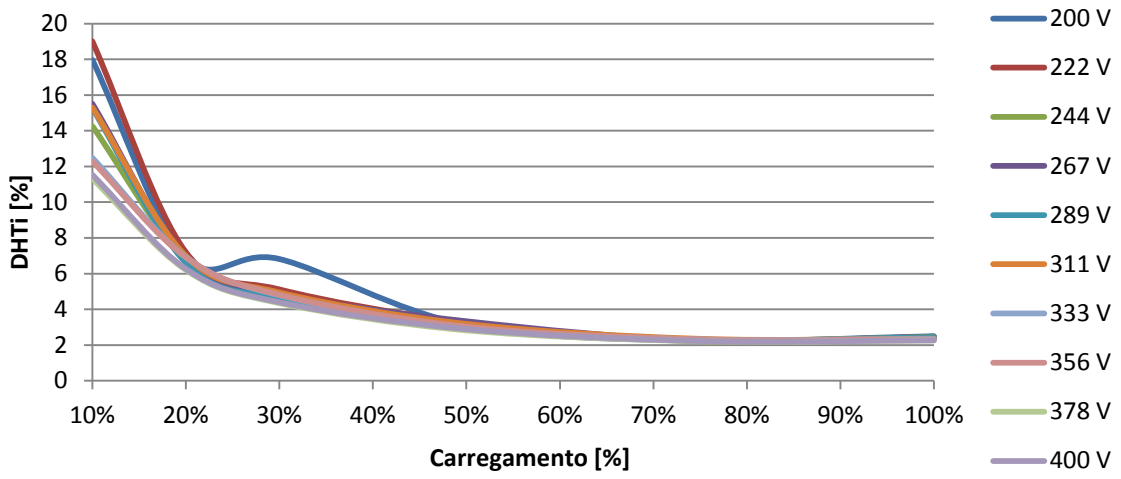


Figura 6.16 – Curvas de DHTi x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B.

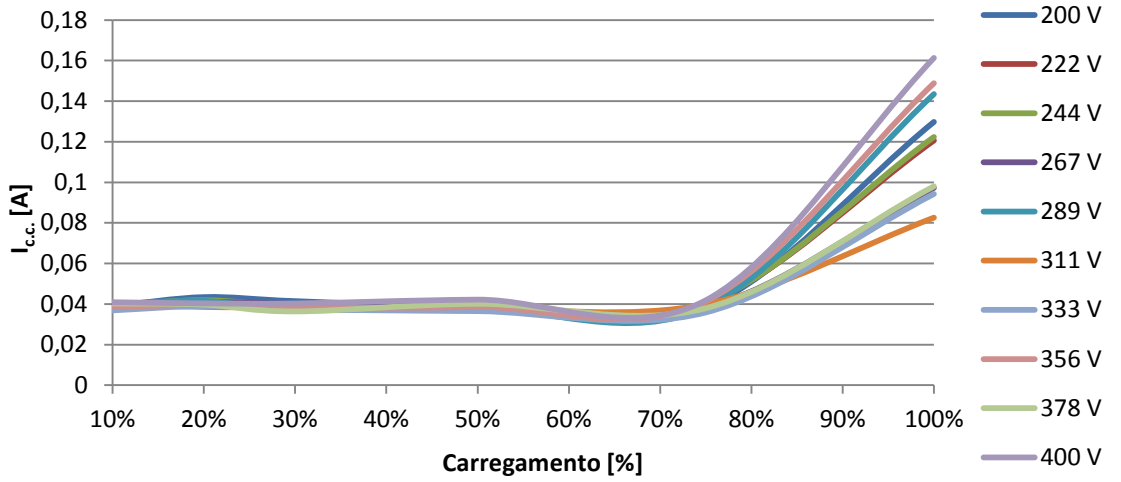


Figura 6.17 – Curvas de injeção de componente contínua ($I_{c.c.}$) x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B.

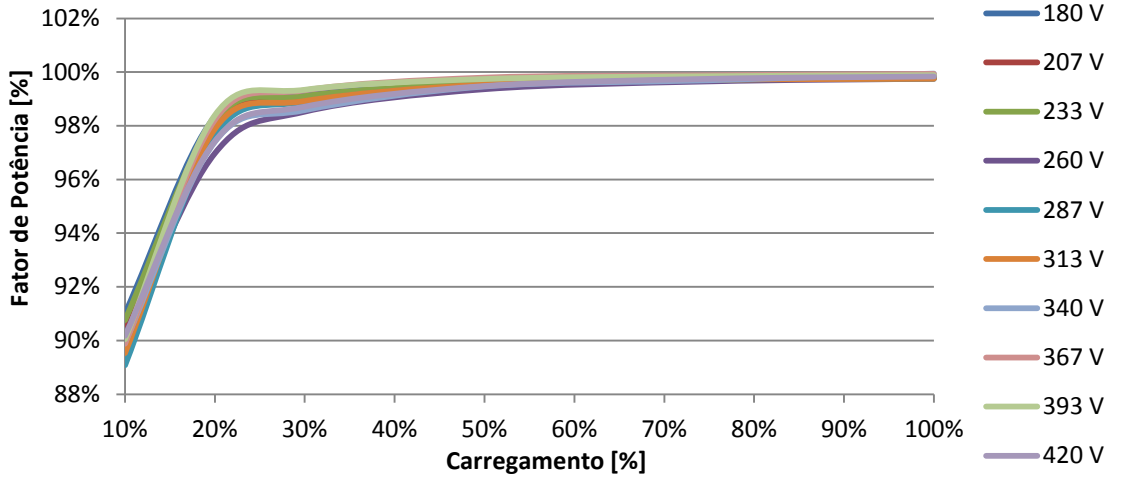


Figura 6.18 – Curvas de Fator de Potência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C.

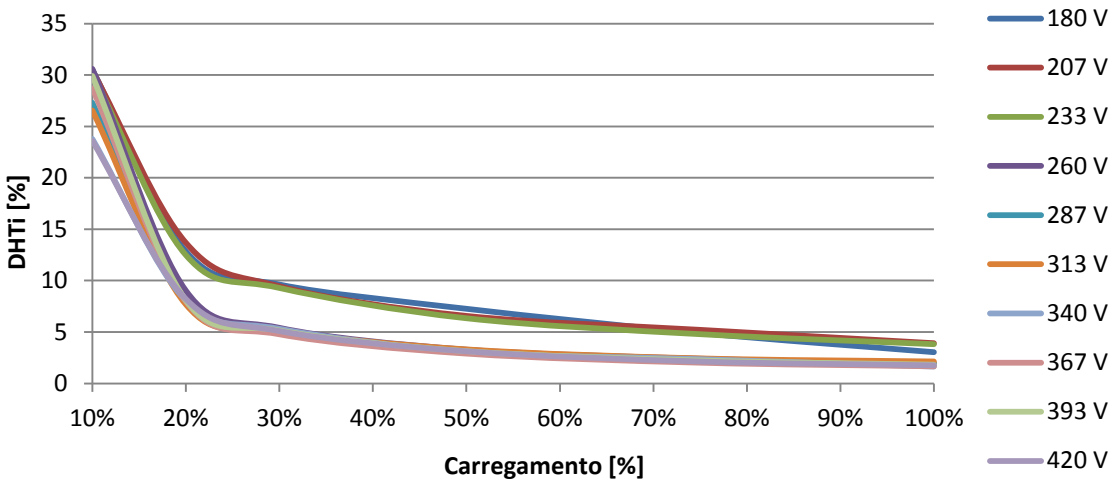


Figura 6.19 – Curvas de DHTi x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C.

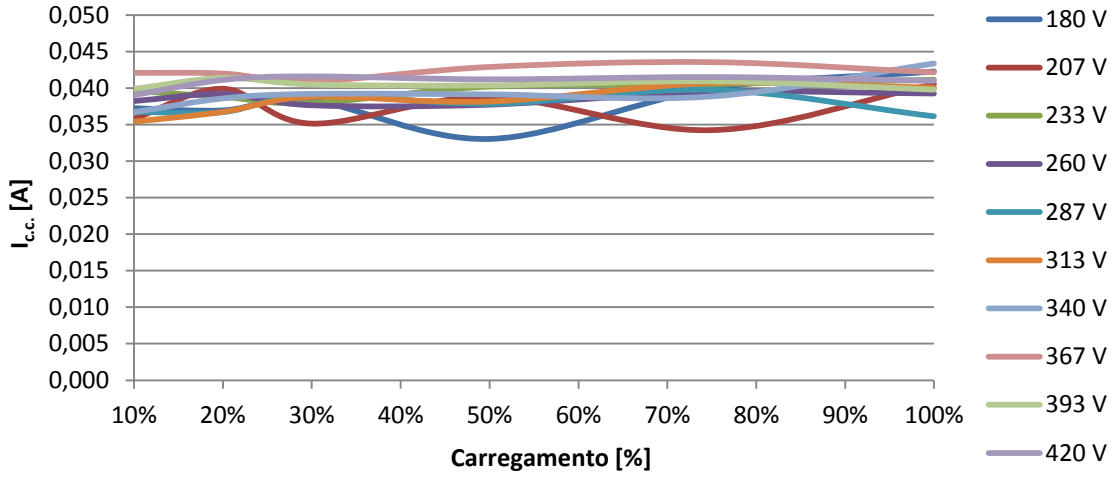


Figura 6.20 – Curvas de injeção de componente contínua ($I_{c.c.}$) x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C.

Vale ressaltar que os dados obtidos para injeção de componente contínua não são válidos, devido à ponteira de corrente utilizada no analisador de energia ser apenas para corrente alternada. Mesmo os dados não sendo válidos, a utilização desta ponteira foi suficiente para avaliar a aplicabilidade do procedimento.

Com relação à eficiência, os inversores não são aprovados ou reprovados, mas qualificados. O inversor B obteve 92,8 % de eficiência brasileira, o que lhe rendeu uma qualificação "C"[34]. O inversor C obteve 94,1 % de eficiência brasileira, o que lhe rendeu uma qualificação "B". Como o inversor C não apresenta transformador, já era de se esperar que sua eficiência fosse maior, devido às menores perdas.

[34] Classificações propostas na Tabela 4.15 – Qualificação dos inversores segundo a Eficiência Brasileira.

A Figura 6.21 e a Figura 6.22 mostram as curvas de eficiência resultantes do procedimento de ensaio.

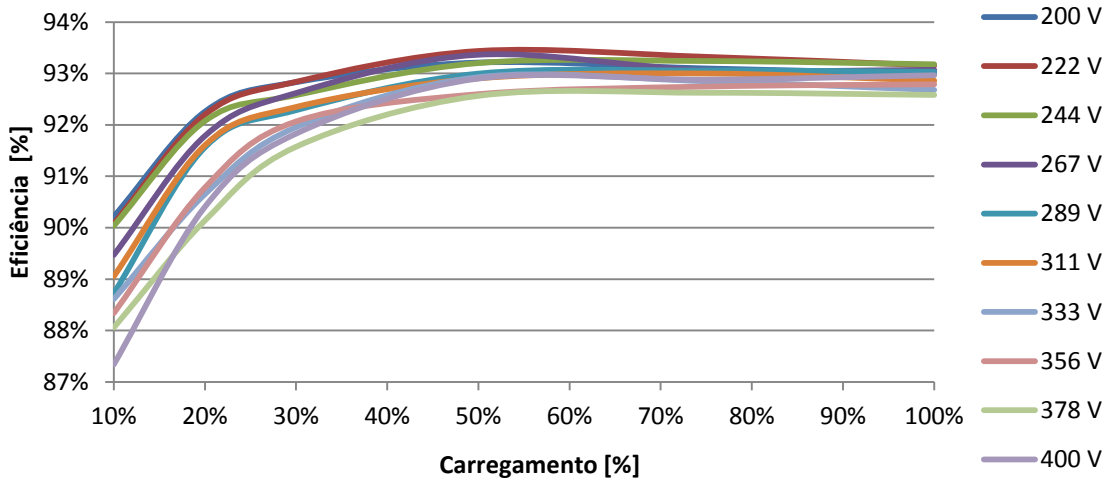


Figura 6.21 – Curvas de eficiência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor B.

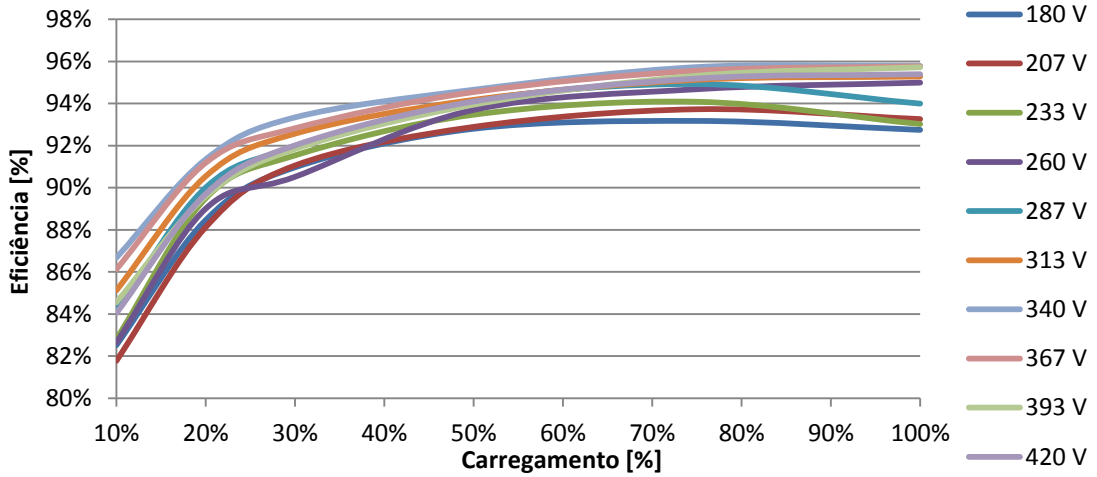
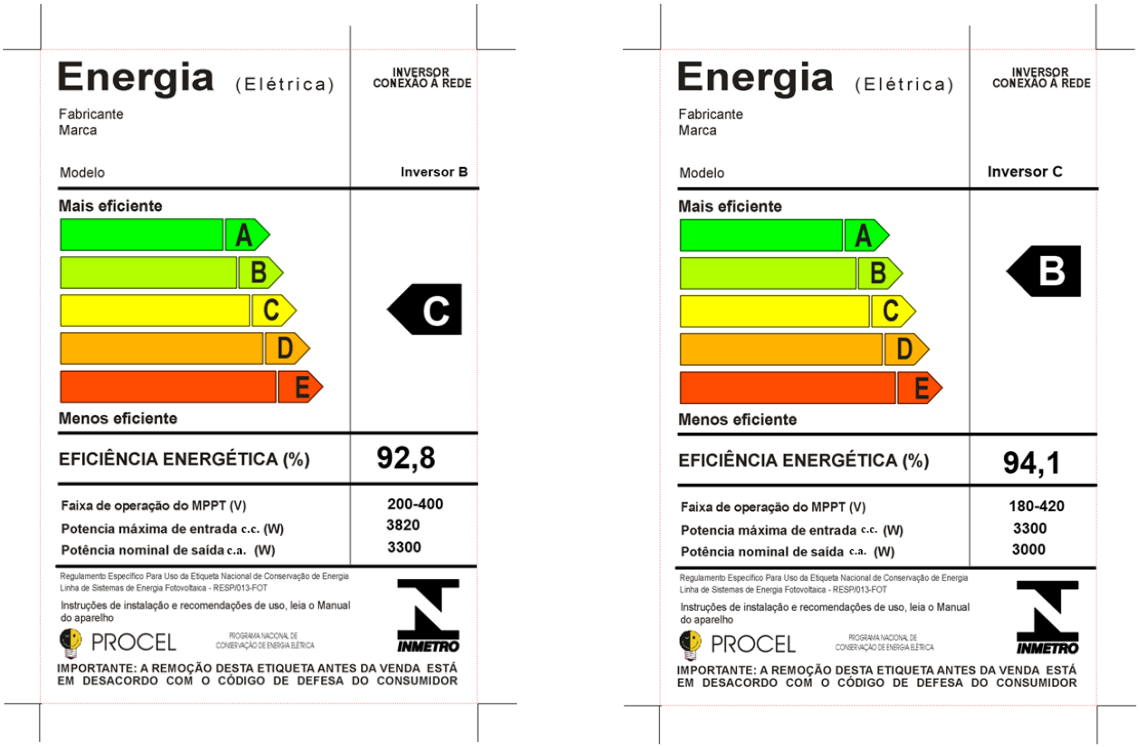


Figura 6.22 – Curvas de eficiência x carregamento (para toda a faixa de tensão de SPMP) do inversor C.

Um dos propósitos da criação do procedimento de etiquetagem e qualificação é a inserção dos inversores de conexão à rede no PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem, e a Figura 6.23 mostra as etiquetas que os inversores B e C ganhariam, caso esse procedimento de ensaio já fosse adotado pelo PBE.



(a) (b)

Figura 6.23 – Etiqueta de qualificação dos inversores B (a) e C (b).

As Figuras 6.24, 6.25, 6.26 e 6.27 mostram as planilhas com os resultados dos ensaios dos inversores B e C, onde os valores destacados em vermelho significam que o valor medido está abaixo do valor limite.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		Modelo	inversor B
EFICIÊNCIA BRASILEIRA E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA			
			Aprovado
O inversor apresenta Fator de Potência superior a 90% na potência nominal			Sim
O inversor apresenta THDi inferior a 5 % na potência nominal.			Sim
O inversor apresenta injeção de corrente contínua inferior a 0,5% da corrente nominal CA do inversor, para todos carregamentos.			Sim
Eficiência Brasileira	92,8%	%	
Qualificação	C		

Figura 6.24 – Planilha 2 de ensaio do inversor B.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR										
Fabricante					Modelo		inversor B			
EFICIÊNCIA BRASILEIRA E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA										
V_{PMP} Máxima	400 V				V_{PMP} Mínima		200 V			
V_{PMP}	200	222	244	267	289	311	333	356	378	400
$E_{CA,10\%}$	0,0248	0,0248	0,0249	0,0245	0,0245	0,0245	0,0245	0,0242	0,0242	0,024
$E_{CA,20\%}$	0,0506	0,0504	0,0508	0,0507	0,0502	0,0504	0,0499	0,0499	0,0498	0,0499
$E_{CA,30\%}$	0,0768	0,0768	0,0761	0,0764	0,0759	0,0759	0,0759	0,0757	0,0758	0,0758
$E_{CA,50\%}$	0,1286	0,1281	0,1282	0,1284	0,1279	0,1282	0,1282	0,1273	0,1273	0,1273
$E_{CA,75\%}$	0,1914	0,1925	0,1923	0,1926	0,1926	0,1918	0,1922	0,1913	0,1911	0,1909
$E_{CA,100\%}$	0,2557	0,257	0,2571	0,2551	0,2567	0,2562	0,2549	0,256	0,2538	0,2565
$E_{PMP,10\%}$	0,0275	0,0275	0,0276	0,0274	0,0276	0,0275	0,0276	0,0274	0,0275	0,0275
$E_{PMP,20\%}$	0,0548	0,0546	0,0552	0,0552	0,0548	0,055	0,055	0,055	0,0552	0,0552
$E_{PMP,30\%}$	0,0828	0,0828	0,0822	0,0825	0,0822	0,0822	0,0825	0,0822	0,0828	0,0825
$E_{PMP,50\%}$	0,138	0,137	0,1375	0,1375	0,1375	0,1379	0,138	0,1375	0,1375	0,137
$E_{PMP,75\%}$	0,2056	0,2063	0,2063	0,2069	0,2069	0,2062	0,2069	0,2062	0,2063	0,2056
$E_{PMP,100\%}$	0,275	0,2759	0,2759	0,2741	0,2759	0,2759	0,275	0,2759	0,2741	0,2759
$FP_{10\%}$	0,9055	0,8955	0,9064	0,9052	0,9039	0,8988	0,8954	0,9057	0,8933	0,8823
$FP_{20\%}$	0,9829	0,982	0,9827	0,983	0,984	0,9815	0,9832	0,982	0,9837	0,9836
$FP_{30\%}$	0,9845	0,992	0,9928	0,9925	0,9932	0,9925	0,9918	0,9924	0,9931	0,9923
$FP_{50\%}$	0,9974	0,9971	0,9971	0,997	0,9973	0,997	0,9969	0,997	0,9973	0,997
$FP_{75\%}$	0,9988	0,9986	0,9986	0,9985	0,9986	0,9984	0,9985	0,9985	0,9986	0,9984
$FP_{100\%}$	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	0,9988	0,9988	0,9989	0,9989	0,9988
$THDi_{10\%}$	18%	19%	14%	16%	15%	15%	12%	12%	11%	12%
$THDi_{20\%}$	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%
$THDi_{30\%}$	7%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%
$THDi_{50\%}$	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
$THDi_{75\%}$	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
$THDi_{100\%}$	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
$Icc_{10\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Icc_{20\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Icc_{30\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Icc_{50\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Icc_{75\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Icc_{100\%}$	13%	12%	12%	10%	14%	8%	9%	15%	10%	16%
$\eta_{10\%}$	90%	90%	90%	89%	89%	89%	89%	88%	88%	87%
$\eta_{20\%}$	92%	92%	92%	92%	92%	92%	91%	91%	90%	90%
$\eta_{30\%}$	93%	93%	93%	93%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
$\eta_{50\%}$	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
$\eta_{75\%}$	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
$\eta_{100\%}$	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%

Figura 6.25 – Planilha 1 de ensaio do inversor B.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR										
Fabricante					Modelo		inversor C			
EFICIÊNCIA BRASILEIRA E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA										
V_{PMP} Máxima	420 V				V_{PMP} Mínima		180 V			
V_{PMP}	180	207	233	260	287	313	340	367	393	420
$E_{c.a.,10\%}$	0,0207	0,0197	0,0208	0,0207	0,0211	0,0214	0,0217	0,0216	0,0212	0,0209
$E_{c.a.,20\%}$	0,0456	0,0454	0,0446	0,0445	0,0452	0,0453	0,0455	0,0454	0,0448	0,0447
$E_{c.a.,30\%}$	0,0682	0,0681	0,0689	0,0679	0,0692	0,0692	0,0698	0,0699	0,0689	0,0693
$E_{c.a.,50\%}$	0,1195	0,1165	0,1165	0,1195	0,1173	0,1181	0,1183	0,1178	0,1178	0,1176
$E_{c.a.,75\%}$	0,1753	0,1798	0,1758	0,1775	0,1786	0,1784	0,1801	0,1786	0,1788	0,1785
$E_{c.a.,100\%}$	0,2334	0,2339	0,2388	0,2399	0,2342	0,239	0,2395	0,2394	0,2385	0,2385
$E_{PMP,10\%}$	0,0251	0,0241	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0251	0,0249
$E_{PMP,20\%}$	0,0515	0,0515	0,0498	0,05	0,0502	0,05	0,0498	0,0498	0,05	0,0498
$E_{PMP,30\%}$	0,075	0,0748	0,0753	0,075	0,0753	0,0748	0,0748	0,0753	0,075	0,0753
$E_{PMP,50\%}$	0,1287	0,1254	0,1246	0,1275	0,1246	0,1254	0,125	0,1246	0,1254	0,125
$E_{PMP,75\%}$	0,1881	0,1919	0,1869	0,1875	0,1881	0,1875	0,1881	0,1869	0,1875	0,1875
$E_{PMP,100\%}$	0,2517	0,2508	0,2567	0,2525	0,2492	0,2508	0,25	0,25	0,2492	0,25
$FP_{10\%}$	0,9102	0,9034	0,9076	0,9022	0,8908	0,8954	0,8993	0,8988	0,9004	0,9017
$FP_{20\%}$	0,9834	0,9806	0,9818	0,9698	0,9766	0,9788	0,974	0,9822	0,9839	0,9742
$FP_{30\%}$	0,992	0,9897	0,9911	0,9853	0,989	0,9892	0,9858	0,9932	0,9934	0,9871
$FP_{50\%}$	0,9946	0,995	0,9958	0,9937	0,9951	0,9953	0,9946	0,9979	0,9974	0,9948
$FP_{75\%}$	0,9971	0,9969	0,9974	0,9966	0,9971	0,9971	0,997	0,9988	0,9984	0,9975
$FP_{100\%}$	0,9985	0,998	0,9983	0,9976	0,9975	0,9975	0,9994	0,9993	0,9988	0,9984
$THDi_{10\%}$	30%	30%	30%	31%	27%	27%	24%	29%	30%	24%
$THDi_{20\%}$	13%	14%	12%	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
$THDi_{30\%}$	10%	9%	9%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
$THDi_{50\%}$	7%	7%	6%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
$THDi_{75\%}$	5%	5%	5%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
$THDi_{100\%}$	3%	4%	4%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
$Ic.c._{10\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Ic.c._{20\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Ic.c._{30\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Ic.c._{50\%}$	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Ic.c._{75\%}$	4%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$Ic.c._{100\%}$	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
$\eta_{10\%}$	83%	82%	83%	83%	84%	85%	87%	86%	85%	84%
$\eta_{20\%}$	88%	88%	89%	89%	90%	91%	91%	91%	90%	90%
$\eta_{30\%}$	91%	91%	92%	91%	92%	93%	93%	93%	92%	92%
$\eta_{50\%}$	93%	93%	93%	94%	94%	94%	95%	95%	94%	94%
$\eta_{75\%}$	93%	94%	94%	95%	95%	95%	96%	96%	95%	95%
$\eta_{100\%}$	93%	93%	93%	95%	94%	95%	96%	96%	96%	95%

Figura 6.26 – Planilha 1 de ensaio do inversor C.

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		Modelo	Inversor C

EFICIÊNCIA BRASILEIRA E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

	Aprovado
O inversor apresenta Fator de Potência superior a 90% na potência nominal	Sim
O inversor apresenta THDi inferior a 5% para carregamentos do inversor superiores a 50%.	Sim
O inversor apresenta injeção de corrente contínua inferior a 0,5% da corrente nominal c.a. do inversor, para todos carregamentos.	Sim

Eficiência Brasileira	94,1%	%
Qualificação	B	

Figura 6.27 – Planilha 2 de ensaio do inversor C.

6.3.2. Dificuldades

Não houve muita dificuldade na realização dos ensaios de Qualidade de Energia Elétrica e eficiência. O único empecilho na realização dos ensaios foi a configuração da fonte c.c. para ela trabalhar em um dos carregamentos calculados no procedimento, visto que, configura-se na fonte a potência de entrada do inversor e não a de saída. Logo, precisa-se esperar o SPMP estabilizar e depois configurá-la novamente até achar o carregamento desejado.

Houve também uma limitação nos equipamentos disponíveis, a falta de pinças com a capacidade de medir corrente c.c. para o analisador de energia, mas que não caracterizaram uma dificuldade na aplicação do procedimento.

CONCLUSÕES

A crescente utilização de sistemas fotovoltaicos exige que haja qualidade nos equipamentos utilizados, Devido a isso, os sistemas fotovoltaicos foram incluídos na certificação de conformidade do INMETRO através da Portaria INMETRO/MDIC n° 396 de 10/11/2008 “Regulamento de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria)”.

Em 05 de Janeiro de 2011, houve uma revisão da portaria N° 396, através da Portaria INMETRO/MDIC n° 004/2011 “Revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”. Porém, a lacuna existente nessa portaria, a certificação de inversores para a conexão à rede, permaneceu.

Esse trabalho propõe um procedimento de certificação e qualificação de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede para preencher a lacuna existente na portaria INMETRO/MDIC nº. 396.

O procedimento proposto mostrou-se abrangente às tecnologias de inversores existentes atualmente e sua aplicabilidade foi comprovada. Logo, qualquer laboratório que tenha os equipamentos exigidos nos procedimentos estará apto a realizar os ensaios para qualificação de um inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

As dificuldades encontradas na aplicação do procedimento foram em sua maioria relacionadas à utilização de equipamentos pouco adequados às exigências do procedimento, mas que seriam facilmente contornadas se equipamentos mais adequados fossem utilizados.

O procedimento proposto também serve como base para o projeto de norma da comissão de estudo CE-03:082.01 – Sistemas de Conversão Fotovoltaicas de Energia Solar do COBEI/ABNT, cujo título é Procedimento de Ensaio de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEGOVIC, M.; ROPP, M. E.; ROHATGI, A.; PREGELJ, A. **Determining the sufficiency of standard protective relaying for islanding prevention in grid-connected PV systems**. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, 1998.

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

BOWER, WARD; WHITAKER, C.; ERDMAN, W.; BEHNKE, M.; FITZGERALD, M. **Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected PV Systems**. Sandia National Laboratories, 2004.

CALAIS, M.; MYRZIK, J.; SPOONER, T.; AGELIDIS, V. G. **Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview**. Power Electronics Specialists Conference, 2002. pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annual, 2002.

CULLEN, N.; THORNYCROFT, J.; COLLINSON, A. Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks. **Report IEA-PVPS T**, v. 5, p. 248–280, 2002.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. UNICAMP/FEEC/DSCE, 2010.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE (DGS). **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers Architects and Engineers**. 2. ed. Londres: Earthscan Publications Ltd., 2008.

EPIA. **Global Market Outlook for PV Until 2016**, 2012.

EPIA. **Market Report 2011**, 2012.

FILHO, G. F. P.; VASCONCELOS, F. M. de. **Metodologia para Projeto e Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Baixa Tensão e Avaliação de Desempenho de um Sistema de 1,575 kWp**. Faculdade de Engenharia Elétrica: Universidade Federal do Pará, 2009.

HÄBERLIN, H.; SCHÄRF, P. **New procedure for measuring dynamic MPP-tracking efficiency at grid-connected PV inverters**. Proceedings of 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Hamburg, 2009.

HÄBERLIN, H.; BORGNA, L.; KAEMPFER, M.; ZWAHLEN, U. **Measurement of dynamic MPP-tracking efficiency at grid-connected PV inverters**. Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2006.

HENZE, N.; BRÜNDLINGER, R.; HÄRBERLIN, H. *et al.* **prEN 50530 - The New European Standard for Performance Characterisation of PV Inverters**. Hamburg, 2009.

HOHM, D. P.; ROPP, M. E. **Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed**. Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 2000.

IEA. **Trends in Photovoltaics applications:** Survey report of selected IEA ountries between 1992 and 2009. International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA - PVPS), 2010.

IEA. **Task V report IEA-PVPS V-2-01:** Utility aspects of grid connected photovoltaic power systemsUtility aspects of grid connected photovoltaic power systems. IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), 1998.

IEC. **IEC 61000 4-7, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7:** Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto**,** 2009.

IEEE. **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**, 2000.

IEEE. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, 2009.

KOBAYASHI, H.; TAKIGAWA, K. **Statistical evaluation of optimum islanding preventing method for utility interactive small scale dispersed PV systems**. Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994.

NICKEL, J. On the trail of Euro-Eta: The origins of the concept of a European efficiency for inverters. **Photon International**, v. 6, p. 50–53, 2004.

PHOTON LABORATORY. Eficiência Photon. **Photon, La revista de fotovoltaica**, n. 9, p. 129–130, set 2010.

Project SoDa. Portal de dados meteorológicos. Disponível em: <http://www.soda-is.com/eng/index.html>. Acesso em: 28 fev. 2011.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. **Análise de características de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados ã rede em função da tensão de entrada**. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém, 2010.

ROPP, M. E. **Design issues for grid-connected photovoltaic systems**, 1998.

SALAS, V.; OLÍAS, E.; BARRADO, A.; LÁZARO, A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, n. 11, p. 1555–1578, 6 jul 2006.

VALENTINI, M.; RADUCU, A.; SERA, D.; TEODORESCU, R. **PV inverter test setup for European efficiency, static and dynamic MPPT efficiency evaluation**. Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008. OPTIM 2008. 11th International Conference on, 2008.

VERHOEVEN, B. **Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems**. , Task V. Netherlands: International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA - PVPS), 2002.

WILSON NEGRÃO MACEDO. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2006.

WOYTE, A.; THONG, V. VAN; BELMANS, R.; NIJS, J. Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 1, p. 202–209, 2006.

ANEXOS

ANEXO A – Planilha de Ensaio para Inversores de SFCR

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		Modelo	
			Aprovado
O manual está na língua portuguesa?			
Há informações de contato com o fabricante?			
ESPECIFICAÇÕES DE ENTRADA			
Potência c.c. Máxima	W	V_{OC} Máxima	V
Faixa V_{SPMP}	V	$I_{entrada}$ Máxima	A
Há restrições quanto ao tipo de módulo FV? Quais?			
Que precisem de aterramento - não permitido			
N° de SPMP		N° de conectores	
Há seccionamento c.c.?		Tipo de conector	
			Aprovado
O manual apresenta o diagrama de conexões (c.c. e c.a.)?			
O manual apresenta os requerimentos quanto ao local de instalação?			
O manual apresenta os requerimentos quanto ao espaço necessário para ventilação?			
O manual apresenta informações referentes ao procedimento de instalação?			
ESPECIFICAÇÕES DE SAÍDA			
$Potência_{nominal}$ c.a.	W	$V_{saída}$ nominal	V
Frequência nominal	Hz	Faixa operacional de V	V
Faixa operacional de f	Hz	DHTi máxima	%
Fator de Potência	%	Potência c.a. Máxima	W
Número de Fases			
ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS E OPERACIONAIS			
Dimensões	M	Peso	kg
Temp. de Operação	°C	Umidade de Operação	%
Consumo	W	Grau de Proteção	
		Isolação Galvânica	
			Aprovado
O manual apresenta informações sobre as indicações luminosas?			
O manual apresenta informações operacionais sobre o menu do inversor? (Se houver)			
APROVAÇÃO DO MANUAL DO INVERSOR			
			Aprovado
O manual do inversor apresentou todas as informações citadas acima?			

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		Modelo	

DADOS DE PLACA

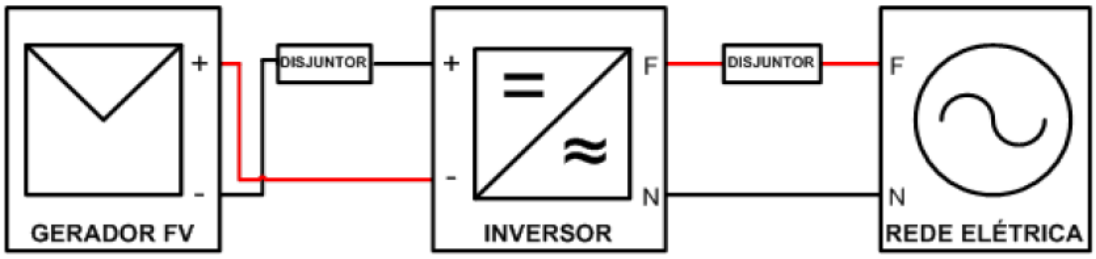
Nome Fabricante		Origem Fabricante	
Modelo Inversor		N° de Série Inversor	
V_{OC} Máxima	V	$I_{entrada}$ Máxima	A
Faixa V_{SPMP}	V	$I_{saída}$ Máxima	A
$V_{saída}$ nominal	V	Potência nominal c.a.	W
Frequência nominal	Hz		

APROVAÇÃO DO INVERSOR QUANTO AOS DADOS DE PLACA

	Aprovado
A placa do inversor apresentou todas as informações citadas acima?	

PROTEÇÃO CONTRA INVERSÃO DE POLARIDADE

	Aprovado
Após a inversão da polaridade na entrada por um período de 5 minutos, o inversor funciona normalmente ao reestabelecer a conexão correta	



SOBRECARGA

	Aprovado
O inversor manteve sua operação normal após uma sobrecarga de 120% da potência máxima por 15 minutos.	

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		Modelo	

RESPOSTA A CONDIÇÕES ANORMAIS DE TENSÃO

V_{MEDIDO}	$V_{CALCULADO}$	V_{REF}	V_{RMS}	$T_{RESPOSTA}$	$T_{MÁXIMO}$
		50%	> V		0,1
		85%	> V		2
		110%	≤ V		2
		135%	< V		0,05

	Aprovado
Após as condições de sub e sobretensão, o inversor desconectou nos valores de tensão calculados e no tempo limite.	Sim

RESPOSTA A CONDIÇÕES ANORMAIS DE FREQUÊNCIA

f_{MEDIDO}	f_{REF}	Hz		$T_{RESPOSTA}$	$T_{MÁXIMO}$
	57,5	>	f		0,2
	60,5	≤	f		0,2

	Aprovado
Após as condições de sub e sobrefrequência, o inversor desconectou nos valores de frequência estipulados e no tempo limite.	

TEMPO DE RECONEXÃO

	Aprovado
Após condições anormais de tensão ou frequência, o inversor só retorna a injetar energia na rede após [20-300] segundos depois que as condições normais de tensão e frequência foram retomadas.	

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		**Modelo**	

TESTE DE ILHAMENTO

Potência$_{nominal}$ c.a.	W	**Fator de Qualidade**	V	
$P_{c.a.}$ (@ 60Hz)		**$Q_{c.a.}$(@ 60Hz)**		
P_{Inv}	**100%**	W	**P_{Inv}**	**100%**	Var
	66%	W		**66%**	Var
	33%	W		**33%**	Var

P_{inv} W			Q_L Var			P_R W			Pc_1 (@ 60Hz) W			Qc_1 (@ 60Hz) Var			t_i
%	Calc.	Medida	%	Calc.	Medida	%	Calc.	Medida	%	Calc.	Medida	%	Calc.	Medida	
100%	0		100%	0		100%	0		0%	0		0%	0		
66%	0		66%	0		66%	0		0%	0		0%	0		
33%	0		33%	0		33%	0		0%	0		0%	0		
100%	0		95%	0		95%	0		-5%	0		-5%	0		
100%	0		100%	0		95%	0		-5%	0		0%	0		
100%	0		105%	0		95%	0		-5%	0		5%	0		
100%	0		95%	0		100%	0		0%	0		-5%	0		
100%	0		105%	0		100%	0		0%	0		5%	0		
100%	0		95%	0		105%	0		5%	0		-5%	0		
100%	0		100%	0		105%	0		5%	0		0%	0		
100%	0		105%	0		105%	0		5%	0		5%	0		
66%	0		63%	0		66%	0		0%	0		-5%	0		
66%	0		63%	0		66%	0		0%	0		-4%	0		
66%	0		64%	0		66%	0		0%	0		-3%	0		
66%	0		65%	0		66%	0		0%	0		-2%	0		
66%	0		65%	0		66%	0		0%	0		-1%	0		
66%	0		67%	0		66%	0		0%	0		1%	0		
66%	0		67%	0		66%	0		0%	0		2%	0		
66%	0		68%	0		66%	0		0%	0		3%	0		
66%	0		69%	0		66%	0		0%	0		4%	0		
66%	0		69%	0		66%	0		0%	0		5%	0		
33%	0		31%	0		33%	0		0%	0		-5%	0		
33%	0		32%	0		33%	0		0%	0		-4%	0		
33%	0		32%	0		33%	0		0%	0		-3%	0		
33%	0		32%	0		33%	0		0%	0		-2%	0		
33%	0		33%	0		33%	0		0%	0		-1%	0		
33%	0		33%	0		33%	0		0%	0		1%	0		
33%	0		34%	0		33%	0		0%	0		2%	0		
33%	0		34%	0		33%	0		0%	0		3%	0		
33%	0		34%	0		33%	0		0%	0		4%	0		
33%	0		35%	0		33%	0		0%	0		5%	0		

Obs: o sinal (-) indica fluxo de potência no sentido rede elétrica -> Inversor

	Aprovado
O inversor cessou de fornecer energia no tempo máximo de 2 segundos em todas as condições de ilhamento.	

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR										
Fabricante					Modelo					
EFICIÊNCIA BRASILEIRA E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA										
V_{PMP} Máxima				V	V_{PMP} Mínima					V
V_{PMP}										
$E_{c.a.,10\%}$										
$E_{c.a.,20\%}$										
$E_{c.a.,30\%}$										
$E_{c.a.,50\%}$										
$E_{c.a.,75\%}$										
$E_{c.a.,100\%}$										
$E_{PMP,10\%}$										
$E_{PMP,20\%}$										
$E_{PMP,30\%}$										
$E_{PMP,50\%}$										
$E_{PMP,75\%}$										
$E_{PMP,100\%}$										
$FP_{10\%}$										
$FP_{20\%}$										
$FP_{30\%}$										
$FP_{50\%}$										
$FP_{75\%}$										
$FP_{100\%}$										
$THDi_{10\%}$										
$THDi_{20\%}$										
$THDi_{30\%}$										
$THDi_{50\%}$										
$THDi_{75\%}$										
$THDi_{100\%}$										
$Ic.c._{10\%}$										
$Ic.c._{20\%}$										
$Ic.c._{30\%}$										
$Ic.c._{50\%}$										
$Ic.c._{75\%}$										
$Ic.c._{100\%}$										
$\eta_{10\%}$										
$\eta_{20\%}$										
$\eta_{30\%}$										
$\eta_{50\%}$										
$\eta_{75\%}$										
$\eta_{100\%}$										

PLANILHA PARA O ENSAIO DE INVERSORES DE SFCR			
Fabricante		Modelo	

EFICIÊNCIA BRASILEIRA E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

	Aprovado
O inversor apresenta Fator de Potência superior a 90% na potência nominal	
O inversor apresenta DHTi inferior a 5 % na potência nominal.	
O inversor apresenta injeção de corrente contínua inferior a 0,5% da corrente nominal c.a. do inversor, para todos carregamentos.	

Eficiência Brasileira	%
Qualificação	