Universidade de São Paulo – USP
Escola de Engenharia de São Carlos – EESC
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação – SEL
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Marina Silva Camillo de Carvalho

**Análise de Técnicas de Detecção de Ilhamento Ativas em Sistemas
de Geração Distribuída Baseados em Inversores Fonte de Tensão**

São Carlos
2017

Marina Silva Camillo de Carvalho

Análise de Técnicas de Detecção de Ilhamento Ativas em Sistemas de Geração Distribuída Baseados em Inversores Fonte de Tensão

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências pelo Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Dinâmicos.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado.

São Carlos

2017

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

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

S331a Silva Camillo de Carvalho, Marina
Análise de Técnicas de Detecção de Ilhamento Ativas em Sistemas de Geração Distribuída Baseados em Inversores Fonte de Tensão / Marina Silva Camillo de Carvalho; orientador Ricardo Quadros Machado. São Carlos, 2017.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Dinâmicos -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Detecção de Ilhamento . 2. Geração Distribuída. 3. Inversor Fonte de Tensão. 4. Conversor CC-CA. 5. Fontes Alternativas . I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **MARINA SILVA CAMILLO DE CARVALHO.**

Título da dissertação: "Análise de técnicas de detecção de ilhamento ativas em sistemas de geração distribuída baseados em inversores fonte de tensão".

Data da defesa: 23/03/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **Ricardo Quadros Machado**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Marcelo Gradella Villalva**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADA

Prof. Dr. **Ernane Antônio Alves Coelho**
(Universidade Federal de Uberlândia/UFU)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Dedicatória

Dedico este trabalho ao meu pai Luiz Artur e minha mãe Suely que são a fonte de alegria e inspiração da minha vida.

Agradecimentos

Agradeço a Deus pelas conquistas e também pelas dificuldades que surgem como forma de aprendizado em nossas vidas.

Agradeço aos meus pais, Luiz Artur e Suely, por sempre motivarem a busca por novas experiências e proporcionarem uma formação de qualidade, ajudando-me de todas as formas possíveis, tanto financeiramente quanto emocionalmente. Também agradeço a toda a minha família, em especial a minha irmã Ana Luiza.

Ao meu namorado Fabricio Mourinho, por todo o apoio e carinho durante esses dois anos de mestrado.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado pela orientação, paciência e amizade que foram fundamentais para execução deste trabalho.

Agradeço a todos os amigos que fiz em São Carlos, especialmente a Camila Fantin, Aline Nonato e Camila Vieira pelos conselhos, amizade e momentos especiais compartilhados.

A Luana Locatelli, pelo apoio incondicional, amizade verdadeira e palavras de otimismo.

Agradeço aos amigos e colegas do Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento de Energia pela parceria cotidiana. Em especial ao Cassius Rossi e Klebber Ottoboni pelas contribuições ao meu trabalho e pelo apoio.

A todos os meus professores da Universidade Federal de Mato Grosso e da Universidade de São Paulo que contribuíram de forma direta e indireta com o meu trabalho e com a minha formação profissional. Em particular, gostaria de agradecer ao Prof. Arnulfo Barroso de Vasconcellos e a Prof. Teresa Irene Ribeiro de Carvalho Malheiro pelo incentivo a pesquisa e pela amizade.

Aos membros da banca examinadora, Prof. Dr. Marcelo Gradella Villalva e Prof. Dr. Ernane Antônio Alves Coelho por aceitarem o convite de avaliar e contribuir com o trabalho de modo a enriquecê-lo.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, à Escola de Engenharia de São Carlos e à Universidade de São Paulo, por toda a infraestrutura e oportunidades fornecidas no decorrer da pesquisa.

Por fim, o presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – Brasil, por isso presto os devidos agradecimentos.

Resumo

CARVALHO, M.S.C. Análise de Técnicas de Detecção de Ilhamento Ativas em Sistemas de Geração Distribuída Baseados em Inversores Fonte de Tensão. 2017. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

A abordagem principal desse trabalho é o estudo de técnicas anti-ilhamento ativas com realimentação positiva em um sistema de Geração Distribuída (GD) composto por um Inversor Fonte de Tensão (VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*) e com cargas locais conectadas em paralelo. Na literatura são encontrados dois grupos de técnicas empregadas como proteção anti-ilhamento: as ativas e as passivas. Os métodos de detecção de ilhamento ativos são utilizados, pois possuem menores zonas de não detecção em comparação às técnicas passivas, porém injetam distúrbios contínuos no sistema de GD. Esses distúrbios degradam a qualidade de energia elétrica fornecida pelo conversor eletrônico. Nesse contexto, como escopo dessa dissertação, é realizado o estudo da estrutura de controle empregada no sistema de GD conectado com a rede de distribuição, com o intuito de avaliar o funcionamento do gerenciamento de tensão e de potência ativa e reativa. E em seguida, são discutidas técnicas de detecção de ilhamento ativas em frequência e tensão, ambas, com realimentação positiva e ganho fixo com o objetivo de investigar o desempenho das mesmas em relação ao tempo de detecção e a injeção de distúrbios no sistema de controle da GD. A partir dessa análise, são desenvolvidas técnicas anti-ilhamento com intuito de reduzir a injeção de distúrbios em diferentes pontos de operação da GD e garantir uma eficiência semelhante aos métodos tradicionais em casos de difícil detecção. Essas técnicas são baseadas na implementação do cálculo de um ganho com realimentação positiva variável inversamente proporcional a variação de potência ativa ou reativa entregue a rede. Para validação das propostas presentes nesta dissertação, são obtidos resultados em simulações computacionais e, posteriormente são adquiridos resultados práticos através de uma bancada experimental compatível com o sistema de GD simulado.

Palavras-chave: Detecção de Ilhamento, Geração Distribuída, Fontes Alternativas, Conversor CC-CA.

Abstract

CARVALHO, M.S.C. Analysis of Active Islanding Detection Techniques in Distributed Generation Systems Based on Voltage Source Inverters. 2017. Dissertation (Master Degree) – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2017.

The main approach of this thesis is the study of active anti-islanding techniques with positive feedback in a Distributed Generation (DG) system composed by a Voltage Source Inverter (VSI) and local loads. In literature two groups of techniques are used as anti-island protection: the active and the passive techniques. The active islanding detection methods are preferably used because of the smaller non-detection zones compared to passive techniques, however they inject continuous disturbances in the DG system, reducing the power quality provided by the VSI. In this context, as the scope of this dissertation, it is firstly carried out the study of control structures employed in grid-tied distribution system, to evaluate the operation of the voltage control loops, and the active-and reactive power managements. Additionally, we discuss active islanding detection techniques in frequency and voltage with positive feedback and constant gain, based on the classical, with the objective of investigating their performance in relation to the detection time and the injection of disturbances in the DG system. From this analysis, anti-islanding techniques are developed to guarantee efficiency similar to the traditional methods in cases of small-power flow through the grid and minimize disturbances. These techniques are based on the calculation of the positive feedback variable gain inversely proportional to the deviation of active or reactive power delivered or absorbed from the grid. To validate this proposal, the results are obtained through computational simulations and experimental analysis, as well.

Keywords: Islanding Detection, Distributed Generation, Alternative Sources, DC-AC Converter.

Sumário

RESUMO.....	11
ABSTRACT	13
SUMÁRIO	15
LISTA DE FIGURAS.....	19
LISTA DE TABELAS	25
1. INTRODUÇÃO	27
1.1 Objetivos do Trabalho	30
1.2 Estrutura do Trabalho	31
2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E FONTES RENOVÁVEIS.....	33
2.1 A Utilização de Fontes Renováveis de Energia em Sistemas de GD	36
2.1.1 <i>Painéis Fotovoltaicos</i>	38
2.1.2 <i>Células à Combustível</i>	39
2.2 Considerações Finais do Capítulo 2.....	39
3. INVERSORES DE POTÊNCIA	41
3.1 Sistemas Ininterruptos de Energia-UPS.....	41
3.2 Filtros Ativos	43
3.3 Sistemas de Geração Distribuída	44
3.4 Tipos de Controladores	45
3.4.1 <i>Controlador PI e PR</i>	46
3.5 Considerações Finais do Capítulo 3.....	46
4. ESTRATÉGIA DE CONTROLE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	47
4.1 Descrição do Sistema de GD	48
4.2 Modelagem da Planta de Geração Distribuída.....	49
4.3 Algoritmo de Sincronismo- <i>PLL</i>	51

4.3.1	<i>Projeto do Controlador PI do PLL</i>	52
4.4	Projeto dos Controladores de Tensão e Corrente	52
4.5	Projeto dos Filtros Ressonantes	56
4.6	Estrutura de Controle e Projeto dos Controladores de Potência	56
4.7	Considerações Finais do Capítulo 4	60
5.	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	61
5.1	Sistema Simulado	61
5.2	Ensaio com Carga Linear	63
5.3	Ensaio com Carga Não Linear	64
5.4	Ensaio com Motor de Indução Trifásico.....	65
5.5	Ensaio com Carga RLC	67
5.6	Transferência de Potência	69
5.7	Considerações Finais do Capítulo 5	70
6.	DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 71	
6.1	Definição de Ilhamento	71
6.2	Sistemas de Detecção de Ilhamento	72
6.2.1	<i>Técnicas Locais Passivas</i>	73
6.2.2	<i>Técnicas Locais Ativas</i>	75
6.3	Técnicas Locais Ativas que Utilizam um Sinal de Realimentação Positiva para a Detecção de Ilhamento	76
6.4	Normas Técnicas	76
6.5	Considerações Finais do Capítulo 6	80
7.	TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO ATIVAS IMPLEMENTADAS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	81
7.1	Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Fixo (DFGF)	82
7.2	Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Variável (DFGV)	83

7.2.1	<i>Projeto do Ganho Variável da Técnica DFGV</i>	85
7.3	Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF)	89
7.4	Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV).....	91
7.4.1	<i>Projeto do Ganho Variável da Técnica DTGV</i>	92
7.5	Considerações Finais do Capítulo 7	94
8.	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO ANTI-ILHAMENTO	97
8.1	Resultados Obtidos da Implementação das Técnicas Passivas de Sub/Sobre tensão e Sub/Sobre Frequência	98
8.2	Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Fixo (DFGF)	100
8.3	Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Variável (DFGV).....	103
8.4	Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF)	109
8.5	Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV).....	112
8.6	Considerações Finais do Capítulo 8	115
9.	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	117
9.1	Algoritmo de Conexão.....	118
9.2	Descrição da Bancada	119
9.3	Resultados Experimentais-Operação da GD Ilhada	124
9.3.1	<i>Carga Linear</i>	125
9.3.2	<i>Carga Não Linear</i>	126
9.4	Resultados Experimentais-Operação da GD Conectada	127
9.4.1	<i>Sincronização com a Rede de Distribuição</i>	127
9.4.2	<i>Transferência de Potência para a Rede de Distribuição</i>	128
9.4.3	<i>Deteção do Ilhamento por Técnicas de Sub/Sobre tensão e Sub/Sobre frequência</i>	

9.4.4	<i>Detecção do Ilhamento pela Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Fixo (DFGF)</i>	130
9.4.5	<i>Detecção do Ilhamento pela Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Variável (DFGV)</i>	131
9.4.6	<i>Detecção do Ilhamento pela Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF) e Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV)</i>	133
9.5	Considerações Finais do Capítulo 9	133
10.	CONCLUSÕES GERAIS	135
10.1	Trabalhos Futuros	136
	REFERÊNCIAS	137

Lista de Figuras

Figura 1.1- Matriz de OIEE do Brasil em 2015.	29
Figura 2.1- Tipo Arquitetura típica de uma microrrede segundo o projeto <i>Microgrids</i>	35
Figura 2.2- Integração de fontes de alternativas de energia.	37
Figura 3.1- Esquema de <i>UPS</i> linha prioritária.....	42
Figura 3.2- Esquema de <i>UPS</i> inversor preferencial.	42
Figura 3.3- Esquema de <i>UPS</i> interativo com a linha.....	43
Figura 3.4- (a) Esquema de filtro ativo série e (b) filtro ativo paralelo.....	43
Figura 3.5- Esquema de geração distribuída: (a) relé aberto – modo isolado da rede e (b) relé fechado- modo conectado na rede.	44
Figura 4.1- Diagrama geral do sistema e controle da GD e rede de distribuição.....	49
Figura 4.2- Diagrama unifilar do circuito da GD.	50
Figura 4.3- Diagrama do algoritmo de sincronização.	51
Figura 4.4- Diagrama de blocos do controle da tensão e corrente no domínio da frequência.	52
Figura 4.5- Magnitude do diagrama de bode da função de transferência de malha fechada do sistema analisado utilizando um controlador PI para a tensão a partir da variação da impedância da carga local.	55
Figura 4.6- Magnitude do diagrama de bode da função de transferência de malha fechada do sistema analisado utilizando um controlador PR para a tensão a partir da variação da impedância da carga local.....	55
Figura 5.1- Esquema geral do sistema para simulação computacional.	62
Figura 5.2- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga linear.....	63
Figura 5.3- Forma de onda trifásica da tensão da rede de distribuição com a carga linear.....	64
Figura 5.4- Forma de onda da fase A da corrente da rede de distribuição e da carga não linear.	64
Figura 5.5- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga não linear.....	65
Figura 5.6- Forma de onda trifásica da tensão da rede de distribuição com a carga não linear.	65
Figura 5.7- Forma de onda trifásica da tensão da GD com o MIT.....	67
Figura 5.8- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga RLC.....	68

Figura 5.9- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga RLC com 19 segundos de simulação.	68
Figura 5.10- Transferência de potência ativa e reativa para a rede de distribuição.	69
Figura 6.1- Classificação de técnicas de detecção de ilhamento.	72
Figura 6.2- Exemplo de <i>NDZ</i> para técnicas de sub e sobre tensão, e sub e sobre frequência.	74
Figura 6.3- Configuração do circuito para teste de ilhamento.	79
Figura 7.1- Sequência de eventos com a alteração de $\Delta\beta$	82
Figura 7.2- Diagrama da técnica DFGF.....	83
Figura 7.3- Diagrama da técnica DFGV.	84
Figura 7.4- Fluxo de potência entre duas barras.	85
Figura 7.5- Comportamento do ganho <i>kFV</i> em relação a variação da potência <i>Pref</i> e ΔP com $a = 4$	88
Figura 7.6- Comportamento do ganho <i>kFV</i> em relação a variação de potência ativa e a escolha da constante <i>a</i> com $Pref \cong 0$	89
Figura 7.7- Sequência de eventos com a alteração de ΔV	90
Figura 7.8- Diagrama de funcionamento da técnica DTGF.....	90
Figura 7.9- Diagrama de funcionamento da técnica DTGV.	92
Figura 7.10- Comportamento do ganho <i>kTV</i> em relação a variação de potência reativa e a escolha da constante <i>b</i>	94
Figura 8.1- Detecção do ilhamento por sub frequência para ΔP e $\Delta Q \cong 0$	99
Figura 8.2- Detecção do ilhamento por sobre frequência para $\Delta P > 0$	99
Figura 8.3- Frequência no PAC no momento do ilhamento para ΔP e $\Delta Q \cong 0$	100
Figura 8.4- Tensão da rede de distribuição para Fase A no momento do ilhamento com e sem a injeção de um distúrbio com ganho $kFF=0,4$	101
Figura 8.5- Tempo de detecção do ilhamento <i>versus</i> ΔP com diferentes ganhos <i>kFF</i>	101
Figura 8.6- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT e diferentes <i>kFF</i>	102
Figura 8.7- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo retificador não controlado e RLC para e diferentes <i>kFF</i>	103
Figura 8.8- Frequência no PAC no momento do ilhamento para ΔP e $\Delta Q \cong 0$ para técnica DFGV.....	104
Figura 8.9- Comportamento da técnica DFGV com a variação de ΔP e <i>Pref</i>	105
Figura 8.10- Saídas β da técnica DFGF e DFGV com $Pref = \Delta P = 2$ kW.	105

Figura 8.11- Forma de onda da tensão da rede de distribuição na fase A com adição da técnica DFGF e DFGV.	106
Figura 8.12- Variação do ganho k_{FV} versus ΔP com diferentes ganhos k_{FVmax}	106
Figura 8.13- Tempo de detecção do ilhamento versus ΔP com diferentes ganhos k_{FVmax} .107	
Figura 8.14- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT e diferentes k_{FVmax}	108
Figura 8.15- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo retificador não controlado e RLC para e diferentes k_{FVmax} . 108	
Figura 8.16- Comparação da injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD para as técnicas DFGF e DFGV para um ganho $k_{FF} = k_{FVmax} = 0,8$ com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT.....	109
Figura 8.17-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TF}=0,02$	110
Figura 8.18-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TF}=0,1$	110
Figura 8.19-Tensão da GD com a adição da técnica DTGF para $k_{TF}=0,3$	111
Figura 8.20-Injeção de distúrbios para técnica DTGF com o acionamento da carga do tipo impedância constante e MIT.	111
Figura 8.21- Injeção de distúrbios para técnica DTGF com o acionamento da carga do tipo retificador trifásico não controlado e RLC.	112
Figura 8.22-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TVmax}=0,02$..	113
Figura 8.23-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TVmax}=0,3$	113
Figura 8.24- Tensão da GD no instante do ilhamento para $k_{TVmax} = 0,3$	114
Figura 8.25- Injeção de distúrbios na amplitude da tensão da GD para técnica DTGV com o acionamento da carga do tipo impedância constante e MIT e variação dos ganhos k_{TVmax}	114
Figura 8.26- Injeção de distúrbios na amplitude da tensão da GD para técnica DTGV com o acionamento da carga do tipo retificador trifásico não controlado e RLC e variação dos ganhos k_{TVmax}	115
Figura 8.27- Comparação da injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD para as técnicas DTGF e DTGV para um ganho $k_{TF} = k_{TVmax} = 0,3$ com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT.....	115
Figura 9.1- Configuração do protótipo da bancada experimental.	117
Figura 9.2- Algoritmo de conexão.....	119
Figura 9.3- Conversor CC-CA trifásico.	120

Figura 9.4- Esquemático do módulo trifásico da Semikron.....	120
Figura 9.5- <i>Drive</i> de acionamento do inversor.	121
Figura 9.6- Filtro <i>LC</i> de saída.	121
Figura 9.7- Placas de medição e condicionamento da tensão do inversor e da rede.	122
Figura 9.8- Placas de medição e condicionamento da corrente do inversor e da rede.....	122
Figura 9.9- Esquemático de um canal da placa para medição e condicionamento da corrente.	123
Figura 9.10- Esquemático de um canal da placa para medição e condicionamento da tensão.	123
Figura 9.11- <i>Digital Signal Processor (DSP)</i> da <i>Texas Instruments</i> , modelo TMS320F28335.	124
Figura 9.12- Retificador não controlado.	125
Figura 9.13- Associação em paralelo de lâmpadas incandescentes.	125
Figura 9.14- Entrada de carga linear do tipo impedância constante. Forma de onda da tensão da GD da fase A (azul) e fase C (vermelho) [V], e corrente da carga da fase C (verde) [A].	126
Figura 9.15- Entrada de carga não linear do tipo retificador não controlado. Forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho) e fase B (azul) [V], e corrente da carga da fase A (verde) [A].	127
Figura 9.16- Sincronização com a rede de distribuição. Forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho) e tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].	128
Figura 9.17- Transferência de potência para a rede de distribuição. Forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho) e tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].	128
Figura 9.18- Detecção do ilhamento por técnicas passivas de sub/sobre tensão e sub/sobre frequência com ΔP e $\Delta Q \cong 0$ Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].	129
Figura 9.19- Detecção do ilhamento pela técnica DFGF com ΔP e $\Delta Q \cong 0$ e $k_{FF}=0,4$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].	130
Figura 9.20- Detecção do ilhamento pela técnica DFGF com ΔP e $\Delta Q \cong 0$ e $k_{FF}=0,8$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].	131

Figura 9.21-Detecção do ilhamento pela técnica DFGV com ΔP e $\Delta Q \cong 0$, $kFV_{max}=0,8$ e $\alpha=0,65$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A]... 132

Lista de Tabelas

Tabela 1- Parâmetros utilizados no projeto do controlador de corrente.....	54
Tabela 2- Parâmetros utilizados no projeto do controlador de tensão.....	54
Tabela 3-Parâmetros do sistema para a simulação computacional no PSIM.	62
Tabela 4-Parâmetros do MIT.....	66
Tabela 5-Parâmetros da carga RLC utilizada nas simulações da GD.	67
Tabela 6-Tempo de detecção para IEEE 929.	77
Tabela 7-Tempo de detecção para IEEE Std 1547.1.....	77
Tabela 8-Tempo de detecção para ABNT NBR IEC 62116 e ABNT NBR 16149.....	78
Tabela 9-Distinção da técnica DFGV entre ilhamento e manobra de cargas.....	88
Tabela 10-Distinção da técnica DTGV entre ilhamento e manobra de cargas.....	93
Tabela 11-Parâmetros da carga RLC para os testes de injeção de distúrbios.....	98

1. Introdução

A participação das fontes renováveis de energia estará cada vez mais evidente na matriz energética global nas próximas décadas e isso se deve ao crescimento da demanda de energia elétrica proveniente do aumento da população e economia mundial. De acordo com as estatísticas e projeções presentes no relatório *New Energy Outlook* de 2015, da *Bloomberg New Energy Finance*, é previsto que em 2040, a matriz energética mundial que hoje é composta em dois terços por combustíveis fósseis, passará a contar com 56% de fontes renováveis. E a capacidade instalada irá de 5584 GW contabilizada em 2014 para 9786 GW em 2040 [1], assim como a demanda energética mundial que deve aumentar cerca de 35% até 2040 [2].

A visível preocupação com as questões ambientais e o consenso mundial sobre a promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis estimula a realização de pesquisas de desenvolvimento tecnológico, que vislumbram a incorporação dos efeitos da aprendizagem e a consequente redução dos custos de geração dessas tecnologias.

No Brasil, os órgãos reguladores e o Ministério de Minas e Energia (MME) incentivam o interesse na busca de estruturas que possibilitem a utilização de fontes alternativas de energia como forma de geração que tenham como objetivo minimizar os efeitos da demanda de energia elétrica do país [3]. O aumento do consumo energético e da produção industrial podem chegar a um ponto de inflexão, em que as fontes, atualmente, conhecidas e disponíveis para a geração de energia não serão capazes de suprir as demandas populacionais.

As novas formas de produzir energia devem ser renováveis, sustentáveis, viáveis economicamente e que contribuam com a diminuição da poluição no planeta. Um exemplo de fontes de energia poluentes em território brasileiro são as usinas termelétricas, que aumentaram as emissões de gases poluentes de 8% em 1995 para 30% em 2012 [4]. Em 2014, houve a emissão de 479,1 milhões de toneladas de CO₂ provenientes do setor de energético, em que a geração de energia, através dos motores de carros e das usinas termelétricas, alcançou o desmatamento da Amazônia como a principal fonte de gases-estufa da economia brasileira [5]. Dentro desse contexto, é indicada a utilização de fontes renováveis em geradores distribuídos de energia, que além de viáveis economicamente, possibilitam a diminuição dos impactos ambientais.

Outra motivação relacionada à instalação de fontes renováveis é referente à estrutura encontrada nas centrais de fornecimento de energia elétrica de vários países, em que as unidades de consumo ficam afastadas das unidades geradoras. Esse fato exige a instalação de longas linhas

de transmissão e distribuição, o que provocam maiores perdas e tornam o sistema de potência menos eficiente. Dessa forma, torna-se recomendável a busca por fontes de energia que sejam alocadas próximas aos pontos de consumo e que facilitem a conexão de novas fontes ao Sistema Elétrico de Potência (SEP), com o intuito de que a energia excedente, após o abastecimento da demanda local, possa ser transferida para a rede. Esse tipo de geração é denominada Geração Distribuída (GD).

A capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 140,9 GW em 2015, um acréscimo de 7,0 GW em relação ao ano de 2014 [6]. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a entrada em operação de novas usinas e de novas unidades de usinas em expansão, em 2015, somou o montante de 6610 MW, sendo 2299 MW de Usinas Hidrelétricas (UHEs), 2657 MW de eólicas, 1533 MW de Usinas Termelétricas (UTES) e 121 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) [6].

Em 2015, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) ficou em 615,9 TWh, montante 1,3% inferior ao de 2014 (624,3 TWh) [6]. Por fonte, merecem destaque os aumentos de 77,1% na oferta por eólica, de 7,1% por lixo e outras bioenergias e de 5,8% por bagaço de cana. As ofertas por óleo fóssil e gás natural recuaram 19,0% e 2,0%, respectivamente. A principal fonte de geração de energia elétrica é a hidráulica, embora tal fonte tenha apresentado uma redução 1,2% em comparação ao ano anterior (2014) [6].

O Brasil possui uma matriz energética de origem, predominantemente, renovável, com destaque para a geração hidráulica que dispõe de 84,8% da oferta interna. As fontes renováveis representam 75,5% da oferta interna de eletricidade no país, que é resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional e importações que são essencialmente de origem renovável [6]. A Figura 1.1 apresenta a matriz de Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE). Pode-se observar através da ilustração, a vantagem comparativa das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira contra apenas 24,1% na média mundial [6].

Em vista do crescimento da geração de energia por fontes renováveis no Brasil e no mundo, dos benefícios provenientes da alocação dessas fontes próximas aos pontos de consumo e também do aumento da demanda por energia elétrica, torna-se imprescindível o estudo de sistemas de GD integrados a esses tipos de fontes de forma a injetar a energia excedente da GD na rede de distribuição. Nesse contexto, para adequação dos níveis de tensão, corrente e a potência fornecidos pelas fontes renováveis é necessário o uso de conversores de potência e algoritmos de controle e gerenciamento de forma a otimizar a operação da GD [7].

Figura 1.1- Matriz de OIEE do Brasil em 2015.

Fonte: [6].

A utilização de dispositivos eletrônicos em sistemas de GD é de elevada utilidade ao integrar os recursos de energia renovável, sistemas distribuídos de armazenamento de energia e cargas ativas, mas as tornam susceptíveis aos problemas de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) devido à inserção de cargas não lineares na mesma. A integração de tais recursos é geralmente estabelecida através de Inversores Fonte de Tensão (VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*). Os sistemas de GD que são conectados a esses tipos de inversores alteram a estrutura convencional do SEP. Dessa maneira, resultam em problemas como distúrbios nas tensões e na frequência, injeção de componentes harmônicas de tensão e corrente, injeção de correntes com valores médios não nulos, interferência eletromagnética em circuitos de comunicação e controle, além de faltas no SEP e de possíveis ilhamentos não intencionais. Esses problemas têm sido pesquisados com a finalidade de se obter soluções permanentes e viáveis economicamente [7][8].

Um problema em destaque é o ilhamento, que é definido como uma condição em que a GD opera isolada do restante do SEP mantendo energizada parte da rede elétrica na qual a mesma está conectada, ou seja, fornecendo energia para as cargas elétricas conectadas no interior dessa ilha e sem o controle direto do operador do sistema elétrico [8]. Esse fato deve ser evitado, pois provoca situações indesejadas como risco de vida às equipes de manutenção da concessionária de energia elétrica e danos físicos à equipamentos das unidades consumidoras. Seguindo essa ideia, os métodos anti-ilhamento visam a redução dos efeitos causados pela não detecção e são de fundamental importância para a integração de sistemas de GD em redes de distribuição.

Portanto, esse trabalho visa o estudo de técnicas de detecção de ilhamento ativas com realimentação positiva inseridas na estrutura de controle de uma GD. Primeiramente, serão implementadas técnicas baseadas em algoritmos já conhecidos em literatura. Esses métodos terão seus desempenhos avaliados em relação ao tempo de detecção e a injeção de distúrbios na GD.

E com o propósito de aprimorar as técnicas tradicionais anteriores, serão apresentadas propostas de métodos anti-ilhamento com ganho de realimentação positiva variável. Essas técnicas deverão garantir uma detecção eficiente do ilhamento no caso crítico de detecção e minimização dos distúrbios inseridos na GD.

1.1 Objetivos do Trabalho

Esta dissertação de mestrado tem o objetivo geral de analisar o desempenho de técnicas ativas de detecção de ilhamento em sistemas de GD utilizando *VSIs*. Além disso, é analisada a estrutura de controle da GD no modo conectado e isolado da rede de distribuição com o intuito de atender os requisitos de QEE, suprimento da carga local e verificação da capacidade de transferência de potência (ativa e reativa) da proposta apresentada.

Os objetivos específicos dessa pesquisa são apresentados a seguir:

- Sintetizar tensões senoidais, equilibradas e com baixa distorção harmônica total nos terminais do inversor, independente da carga local conectada à GD respeitando os requisitos de QEE;
- Conectar a GD no sistema de distribuição de forma a não gerar distúrbios e obter uma otimização no controle do fluxo de potência ativa e reativa independente das cargas inseridas na simulação;
- Estudar e explorar técnicas anti-ilhamento ativas já conhecidas, baseadas em realimentação positiva, adequá-las à estrutura de controle da GD e realizar os testes das mesmas no sistema com o intuito de verificar o seu desempenho em relação ao tempo de detecção e à injeção de distúrbios no sistema de controle da GD;
- Aprimorar as técnicas de detecção de ilhamento abordadas anteriormente, com a implementação de um ganho de realimentação positiva variável em vista de diminuir a injeção de distúrbios e garantir um tempo de detecção condizente com o estipulado em padrões internacionais.

As simulações e modelagens implementadas neste trabalho serão realizadas com o auxílio do software PSIM, que é especialmente projetado para eletrônica de potência. Com interface amigável, simulação rápida e apresentação de formas de onda semelhantes à tela do osciloscópio, o PSIM mostra ser um ambiente de simulação poderoso para análise de conversores de potência, malhas de controle e estudo de acionamento de motores [9]. Além disso, o simulador pode ser utilizado em praticamente todos os tipos de circuito, sejam eles digitais ou analógicos.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está segmentado de acordo com a seguinte estrutura:

Capítulo 2: Nesse capítulo é explorado o conceito de GD em relação à geração tradicional, com objetivo de apresentar as motivações e precauções para implantação desse tipo de estrutura em SEP. São também citadas algumas fontes renováveis aplicáveis a esse trabalho.

Capítulo 3: Expõe-se a revisão bibliográfica acerca de inversores de potência, sendo expostas as topologias mais utilizadas bem como as possibilidades de aplicação em SEP. Além disso, são analisados os controladores clássicos de tensão e corrente para sistemas de GD.

Capítulo 4: É apresentada a análise em frequência e estratégia de controle da tensão, corrente e potência do sistema de GD que será utilizado para implementação das técnicas de detecção de ilhamento.

Capítulo 5: São discutidas as simulações da GD conectada à rede de distribuição em que se analisa a resposta da tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) para diferentes tipos de carga. É também realizado o ensaio de transferência de potência ativa e reativa para a rede de distribuição.

Capítulo 6: É exibida a revisão conceitual acerca de ilhamento em que é abordada a sua definição, técnicas ativas e passivas anti-ilhamento e as normas internacionais e nacionais relacionadas ao tema.

Capítulo 7: São apresentadas as técnicas de detecção de ilhamento ativas com realimentação positivas que serão implementadas no sistema de controle da GD.

Capítulo 8: Nesse capítulo são relatados os resultados da implementação dos métodos anti-ilhamento referentes ao Capítulo 7.

Capítulo 9: Descreve-se o funcionamento e operação do protótipo experimental utilizado.

Capítulo 10: São discutidas as conclusões e considerações finais deste trabalho.

2. Geração Distribuída e Fontes Renováveis

Em redes de energia tradicionais, a mesma é gerada por grandes unidades geradoras que são conectadas a sistemas de transmissão por meio de subestações elevadoras de tensão. Esses sistemas são conectados a subestações abaixadoras de tensão e aos transformadores abaixadores do sistema de distribuição, fornecendo a energia elétrica aos consumidores finais. Dessa forma, uma característica visível do sistema tradicional é que as unidades consumidoras estão distantes das geradoras. Porém, nos últimos anos, houve o crescimento da tendência de se conectar unidades geradoras de menor porte diretamente nas redes de distribuição e mais próximas das unidades consumidoras. Esse fato remete a origem do termo geração distribuída ou dispersa.

Na GD o despacho é descentralizado e os geradores são conectados às redes de distribuição. Com diversas informações disponíveis nos órgãos competentes e literatura especializada, é possível revelar mais aspectos para definição adequada desse conceito como a localização (rede de distribuição, transmissão ou consumidor), a tecnologia (fontes alternativas ou fontes renováveis de energia), o impacto ambiental e o aspecto técnico [10].

Dentro desse cenário, é possível destacar as seguintes motivações para implantação desse tipo de geração como: maior conscientização sobre aspectos ambientais, a desregulamentação do setor elétrico, o aumento dos incentivos governamentais, a possibilidade de uma instalação rápida, os avanços tecnológicos que propiciam a redução dos custos associados e o aumento da confiabilidade de plantas industriais [10].

Portanto, a GD pode promover a cogeração e melhorar a eficiência global da rede elétrica. Entretanto, se a instalação de novas fontes não for realizada de maneira adequada, podem surgir problemas relacionados ao planejamento, controle e gerenciamento do sistema elétrico, já que elas modificam a capacidade de curto-circuito da rede na qual são inseridas, causando disfunção na coordenação de relés de proteção e diminuição da QEE [11][12][13].

Para proporcionar uma eficiente integração da GD às redes de distribuição, busca-se a mudança de paradigma no projeto e operação dessas redes, sendo necessária a utilização de tecnologias de comunicação e informação de modo a proporcionar uma maior flexibilidade do controle dos dispositivos conectados à rede de distribuição. Diante a esse fato, surge o conceito

de Redes Inteligentes (RIs). A RI deve ser capaz de se recuperar de forma autônoma em caso de falta de energia, sem a necessidade de controles ou agentes externos e também, resistir a possíveis defeitos no sistema elétrico [14].

Com a aplicação desse conceito, surgiu o termo Microrrede (MR) que visa solucionar os problemas causados pelo uso inadequado da GD, proporcionando uma maior inclusão de sistemas de GD em redes de distribuição. Então, é possível considerar que uma MR é uma RI no nível de distribuição. Uma questão fundamental no conceito de MR é devido à participação das unidades consumidoras tanto no gerenciamento de cargas quanto na produção de energia elétrica com a utilização de microfontes alternativas (painéis fotovoltaicos, microturbinas eólicas, células combustíveis, entre outras).

Uma das definições aceitas considera uma MR como um conjunto de unidades de geração de energia elétrica e de calor, dispositivos de armazenamento de energia e cargas gerenciáveis, com algumas características que a coloca em uma posição privilegiada para aproveitamento das oportunidades em vista de um mercado de energia elétrica livre, assim como a contribuição para o uso mais racional e eficiente do sistema elétrico [15].

Uma arquitetura básica de uma MR foi explorada pela União Europeia através do projeto “*MICROGRIDS – Large scale integration of micro-generation to low voltage grids*”. Esse projeto foi financiado pelo quinto programa Quadro (1998-2002) e teve duração de 36 meses, havendo a participação de parceiros vários de países europeus [16]. O exemplo desse tipo de arquitetura de MR é ilustrado através da Figura 2.1 em que a estrutura é interligada a rede principal por meio de um transformador de distribuição que tem o papel de acoplá-la às redes de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT) [17].

A configuração da Figura 2.1 apresenta várias microfontes alternativas e renováveis de energia como a fotovoltaica, Combinação de Calor e Energia (CHP, do inglês “*Combined Heating & Power*”), célula à combustível e microturbina. Para armazenamento de energia são mostrados o volante de inércia e a bateria. Além disso, são exibidos os elementos de controle e monitoramento associados as cargas e microfontes (rotulados como CF, CCA e CCMR). Nota-se, também, que com a utilização desses tipos de microfontes e armazenadores de energia torna-se necessária a utilização de conversores de potência.

Os elementos de controle integram uma parte muito importante da estrutura de MR e encontram-se organizados em três níveis hierárquicos [17] [18] :

- Controladores de Fontes (CF) e Controladores de Carga (CCA): São responsáveis por controlar as microfontes e as cargas controláveis existentes na microrrede. Constitui o primeiro nível hierárquico;
- Controlador Central da Microrrede (CCMR): Pode ter a função de monitorar o fluxo de potência ou até a completa gestão técnica e econômica, incluindo a otimização do funcionamento da MR. Está interligado ao SGMR;
- Sistema de Gestão da Microrrede (SGMR): Constitui o topo da hierarquia de modo que é interligado com mais de um CCMR. É responsável pela operação coordenada de várias microrredes com interações entre si no sistema de distribuição e comunicando necessidades e exigências ao sistema elétrico (suporte de tensão, regulação da frequência, entre outros).

Figura 2.1- Tipo Arquitetura típica de uma microrrede segundo o projeto *Microgrids*.

Fonte: Adaptada de [18].

Deve-se ressaltar que a principal vantagem das MRs em relação à integração não coordenada de GD em redes de distribuição, é a possibilidade de operação em modo isolado, o que possibilita um aumento nos níveis de continuidade e confiabilidade de suprimento de energia para os consumidores que fazem parte da mesma. As MRs são vistas pelo sistema de distribuição como uma entidade que importa e exporta energia elétrica da rede de acordo com o balanço interno de carga e geração, e também das políticas do mercado de energia elétrica [19].

Inserindo a GD no cenário brasileiro, com o fim do monopólio da geração elétrica, o desenvolvimento de novas tecnologias começou a ser incentivado, resultando na redução dos custos envolvidos. Em comparação a geração centralizada, além das vantagens já citadas, a GD

apresenta como destaque a vantagem de minimizar as perdas com o transporte da energia, já que se encontram próximas aos centros de consumo.

Com a disseminação do termo GD e sua conexão na rede, foram criadas diversas normas e padrões internacionais que foram adotados para padronizar e minimizar os impactos de GDs no sistema de distribuição tanto com o sistema conectado quanto isolado [8][20][21][22].

Em termos de legislação e regulamentação no âmbito brasileiro, a GD foi abordada primeiramente pelo Decreto 5.163/2004 de 30 de julho de 2004, que definiu o termo como a produção de energia elétrica conectada no sistema elétrico de distribuição [23].

Em dezembro de 2008, a ANEEL aprovou a primeira versão do documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) que é composto de nove módulos. Esses módulos normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica. Sendo que os módulos que possuem maior relevância para esse trabalho são os módulos 3 e 8, que tratam dos requisitos para conexão do sistema de GD com a rede, e do estabelecimento de parâmetros e valores relativos à conformidade da tensão em regime permanente assim como suas perturbações, respectivamente. Portanto, o sistema de GD deve fornecer tensões com índices baixos de distorção harmônica, além de amplitude e frequência compatíveis com os valores da rede no ponto de conexão.

Em abril de 2012, com o objetivo de diminuir as barreiras para inserção da GD, que utilizem fontes alternativas às redes de distribuição, a ANEEL publicou a resolução normativa 482/2012 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, entre outras providências [24]. Com a publicação dessa resolução, as unidades consumidoras podem gerar sua própria energia, a partir de fontes alternativas, além de poder injetar na rede principal o excedente de produção.

2.1 A Utilização de Fontes Renováveis de Energia em Sistemas de GD

Um elemento motivador no contexto de geração distribuída são as fontes renováveis de energia. Os recursos de fonte renovável distribuída de energia envolvem uma ampla variedade de tecnologias tais como as turbinas a gás e eólica, matrizes fotovoltaicas, biodigestores e a células à combustível [25]. Como característica inerente ao uso de fontes renováveis de energia de pequeno e médio porte em sistemas de GD, a potência disponível nos terminais das unidades geradoras pode apresentar comportamentos variados, especialmente nas suas formas de onda de tensão e/ou corrente. As características das formas de onda de tensão e/ou corrente podem ser

analisadas como sendo: corrente contínua ou alternada (de frequência constante ou variável), amplitude da tensão fixa ou variável, entre outras. Assim, torna-se necessária à utilização de interfaces de eletrônica de potência dedicadas e, dispositivos de comunicação e controle, com o objetivo de obter um despacho eficiente e uma operação otimizada das unidades geradoras [26][27].

Os conversores CC-CC e CC-CA em conjunto são utilizados para tornar a tensão e corrente disponíveis adequadas para interligação de diferentes fontes e dispositivos de armazenagem, alimentação de cargas locais no sistema de GD, e também no caso da conexão do sistema com a rede pública (em situações em que se interessa a operação interligada) [28].

Além disso, os conversores são necessários para entregar uma potência com qualidade aceitável do ponto de vista da carga, com reduzido conteúdo harmônico e com amplitude e frequência compatíveis. A adequação desses parâmetros é extremamente necessária quando há conexão da GD com a rede de distribuição de forma que é imprescindível o cumprimento de requisitos de QEE impostos pelo PRODIST [29]. Logo, tecnologias de eletrônica de potência aprimoradas (introduzindo novos aspectos de controle) que permitam a interconexão com a rede e possibilitem o uso de diferentes topologias de fontes alternativas de energia, são requeridas para suportar os recursos de GD.

A Figura 2.2 mostra a integração de diferentes formas de geração de potência que podem ser encontradas em sistemas de GD.

Figura 2.2- Integração de fontes de alternativas de energia.

Fonte: [28].

No entanto, esta pesquisa não foca na análise, gerenciamento e controle das fontes renováveis do sistema de GD empregado, tornando essa seção sugestiva a estudos que podem ser realizados futuramente. As pesquisas recentes buscam ultrapassar barreiras tecnológicas envolvidas em operar um sistema de CA isolado, ou para conectar pequenos sistemas de geração a uma rede de distribuição com menor tensão.

Em vista disso, a seguir são explanados conceitos de fontes renováveis de baixo impacto ambiental que são aplicáveis a esse trabalho de forma a associá-las a armazenadores de energia em um sistema de GD.

2.1.1 Painéis Fotovoltaicos

O efeito fotovoltaico pode ser explicado como o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de um material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Essas estruturas compostas de material semicondutor são denominadas de células fotovoltaicas. Elas são fabricadas a partir de materiais semicondutores nos quais são formadas as junções p-n, capazes de gerar energia elétrica quando submetidas a ondas luminosas com comprimentos de onda em valores próximos aos da luz solar. Quanto maior o seu tamanho, maior será a capacidade de conversão do módulo [30].

Usualmente as células são conectadas em série para obtenção de maiores tensões e em paralelo para maiores correntes. Os painéis fotovoltaicos são conjuntos de módulos fotovoltaicos, que produzem eletricidade em baixa tensão e em corrente contínua.

Esta é uma das mais promissoras fontes de energia renovável, tendo como vantagem a ausência de poluição durante a geração, a ausência de partes móveis, reduzida manutenção e tempo de vida elevado. Porém, as placas solares possuem elevado custo (varia de acordo com o fabricante e eficiência da placa), dependência climática (as variações climáticas interferem diretamente na eficiência da célula), baixa capacidade de armazenamento em comparação a outras fontes de energia (como exemplo, combustíveis fósseis) e baixo rendimento (de 3 a 25%).

Os sistemas fotovoltaicos isolados se restringem a geração fotovoltaica e utilizam um dispositivo de armazenamento de energia que são geralmente baterias. Esse tipo de dispositivo serve para armazenar a energia elétrica excedente gerada durante o dia e atender o consumo durante períodos de baixa irradiação solar ($<200 \text{ W/m}^2$) e para uso à noite em que a incidência solar é nula.

2.1.2 Células à Combustível

A célula à combustível é uma célula eletroquímica que converte a energia química de um combustível (hidrogênio ou outros gases) e de um oxidante em energia elétrica (podem gerar potências de centenas de kW), através de um processo que envolve um eletrodo/eletrólito [31]. Todas as células à combustível são compostas por dois eletrodos, um positivo e outro negativo (cátodo e ânodo, respectivamente). As células possuem um eletrólito que tem a função de transportar os íons produzidos no ânodo, ou no cátodo, para o eletrodo contrário, e um catalisador que acelera as reações eletroquímicas nos eletrodos [32].

Esse tipo de fonte pode ser combinada a armazenadores de energia como ultracapacitores que complementam o funcionamento dessa fonte, pois estes possuem dinâmica rápida e as células possuem dinâmica lenta.

2.2 Considerações Finais do Capítulo 2

Esse capítulo explorou o conceito de GD em relação à geração tradicional, com foco nas motivações e precauções para sua implantação em SEP.

A conexão da GD com a rede de distribuição deve ser planejada de forma a não influenciar negativamente o sistema. Dessa forma, foram criadas normas nacionais e internacionais que buscam integração prudente desse tipo de geração com a rede. A partir disso, objetivando ampliar a eficiência dessa integração e solucionar os problemas causados pelo uso inadequado da GD, foram criadas as MRs buscando-se a mudança de paradigma no projeto e operação dessas redes.

Além disso, nesse capítulo, foram citadas algumas fontes renováveis de energia aplicáveis a sistemas de GD e a esse trabalho, com o intuito de apresentar uma visão geral da conexão dessas fontes a esses tipos de sistema. Assim como a necessidade de dispositivos conversores de energia, comunicação e controle para obtenção de um otimizado despacho de energia e operação dessas unidades geradoras.

3. Inversores de Potência

É apresentada nesse capítulo, uma revisão conceitual sobre algumas aplicações de inversores de potência em SEP, com foco no *VSI* que é o conversor utilizado nesse trabalho.

São também citados tipos de controladores que podem ser aplicados a esse tipo de conversor.

3.1 Sistemas Ininterruptos de Energia-UPS

Qualquer sistema no qual o fornecimento da energia elétrica não pode ser interrompido deve prever uma fonte de emergência para supri-lo. Em unidades consumidoras como centrais telefônicas e hospitais, é comum haver um dispositivo de acionamento imediato, alimentado através de baterias e um grupo motor-gerador.

As *UPS* (Sistemas Ininterruptos de Energia, do inglês, *Uninterruptable Power Systems*) possuem três configurações: linha prioritária, inversor prioritário e interativo com a linha. Todas as estruturas possuem um elemento armazenador de energia que pode ser um banco de baterias ou ultra capacitores.

A configuração básica é conhecida como linha prioritária (ou, off-line) que possui um retificador (fornece carga para as baterias), um inversor e uma chave by-pass (ou relé) que transfere, automaticamente, a alimentação da carga da linha para o inversor em caso de falha de fornecimento de energia elétrica da rede de distribuição. Quando o inversor for conectado à carga, a tensão dele deve ter a mesma amplitude e fase da tensão esperada da linha. Devido à essa estrutura não apresentar uma efetiva isolação e proteção da carga contra distúrbios, e também pelo fato de que a *UPS* altera o seu funcionamento exatamente quando ocorre uma falha, a mesma é utilizada para plantas de baixo custo e potência, quando a operação não é altamente crítica [33][34]. O esquema desse tipo de *UPS* é ilustrado na Figura 3.1 em que o bloco *UPS* representa o retificador e inversor.

A configuração com inversor preferencial (também chamado de on-line ou dupla conversão) é padrão para equipamentos críticos, uma vez que a carga é alimentada por uma tensão controlada e estabilizada pelo inversor, estando isolada da rede. Neste caso, a alimentação provém sempre do inversor, cuja alimentação CC é proveniente da rede (através do retificador) ou da bateria, em caso de falha. O conversor não altera sua operação em caso de falha e há uma

mínima descontinuidade da tensão suprida. Diferentemente da configuração de linha prioritária, o retificador deve suprir a carga e não apenas recarregar as baterias, então ele é dimensionado para a potência do equipamento alimentado. A presença do relé by-pass serve para a alimentação ser enviada à rede em menos de $\frac{1}{4}$ de ciclo em caso de falha da *UPS*. O inversor pode, também, possuir uma limitação automática de corrente contra sobrecargas [33][34]. Esse tipo de estrutura é ilustrado na Figura 3.2.

A configuração interativa com a linha possui apenas um conversor CC-CA e é utilizada para cargas de potência elevada e que não sejam altamente críticas. Existem equipamentos que operam com o inversor desligado na presença da rede (semelhante ao off-line). Porém, a principal vantagem deste tipo de *UPS* é do inversor operar em conjunto com a rede, mas sem ter que fornecer potência ativa à carga. Esse fato reduz as perdas no processamento da energia [33][34]. Na Figura 3.3, é mostrada a configuração de *UPS* interativo com a linha, que possui a vantagem em relação à configuração linha preferencial de permitir um condicionamento da tensão aplicada à carga.

Figura 3.1- Esquema de *UPS* linha prioritária.

Figura 3.2- Esquema de *UPS* inversor preferencial.

Figura 3.3- Esquema de *UPS* interativo com a linha.

3.2 Filtros Ativos

Para compensação de problemas de qualidade de energia são utilizados filtros de potência que podem ser ativos ou passivos, e têm o propósito de regular ou compensar tensões e/ou correntes de forma a garantir formas de onda senoidais para carga ou para a rede. Nos filtros passivos são utilizados capacitores para a correção do fator de potência ou filtros RLC sintonizados para supressão de componentes harmônicas de tensão e/ou corrente. Os filtros ativos de potência (FAPs) são implementados a partir de um conversor eletrônico de potência, geralmente, o *VSI*.

São ilustrados dois esquemas de conexão de FAPs com a rede que podem ser utilizados em *VSI*s: série e paralelo, conforme ilustrado na Figura 3.4 (a) e (b), respectivamente.

Figura 3.4- (a) Esquema de filtro ativo série e (b) filtro ativo paralelo.

A conexão em série é realizada utilizando um filtro capacitivo e normalmente necessita de um transformador isolador para proteção e isolamento do dispositivo eletrônico [35]. Na Figura 3.4 (a) é ilustrado um sistema elétrico com FAP série, sendo que o esquema completo é representado por indutores, um transformador, a fonte da rede de distribuição, o conversor, a fonte CC e a carga não linear. Sendo que i_s é a corrente da rede, v_F é a tensão produzida pelo filtro, i_L é a corrente drenada pela carga e V_{cc} é a tensão terminal do *link* CC.

Na Figura 3.4 (b) é mostrado uma estrutura similar àquela citada, anteriormente, com o FAP paralelo. O único termo que difere do esquema anterior é a i_c que equivale a corrente que circula no inversor.

3.3 Sistemas de Geração Distribuída

A Figura 3.5 (a) e (b) mostra o funcionamento básico e simplificado de um sistema de GD no qual é possível observar o fluxo de potência em uma estrutura isolada em (a) e uma conectada na rede elétrica em (b). No modo ilhado, toda potência da fonte CC deverá ser absorvida pela carga local. No modo conectado, o fluxo de potência é injetado na rede em situações em que a fonte CC produz uma quantidade de energia superior à demanda necessária para suprir a carga ou absorvida da rede em uma situação em que é necessária para complementar a geração local, pois a demanda da carga é superior à produzida pela GD.

Figura 3.5- Esquema de geração distribuída: (a) relé aberto – modo isolado da rede e (b) relé fechado – modo conectado na rede.

Nessa representação de um sistema de GD, a fonte CC apenas fornece energia, porém, podem existir topologias nas quais se absorve energia da rede principal através de armazenadores de energia para, posteriormente, alimentar a carga local ou devolvê-la à rede de distribuição, semelhantes às *UPSs*.

Atualmente, a maioria dos inversores que constituem os recursos de GD se comportam como *VSI*s controlados em corrente (*CC-VSI*), como é o caso de inversores para painéis fotovoltaicos conectados na rede de distribuição. Porém, com a expansão dos sistemas de GD durante as últimas décadas é possível verificar o crescimento de *VSI*s com controle de tensão (*VC-VSI*) a partir de inversores que apenas constituem a rede e dispositivos que constituem e dão suporte à rede de distribuição controlando o fluxo de potência ativa e reativa [37].

3.4 Tipos de Controladores

Um sistema de GD é definido por vários parâmetros dinâmicos e estáticos como a regulação da Distorção Harmônica Total (DHT) da tensão, fidelidade da forma de onda sintetizada, impedância de saída, tempo de resposta a transitórios (entrada ou saída de cargas), e a capacidade de operação a vazio ou com cargas não lineares e/ou desbalanceadas.

Dessa maneira, uma alternativa para melhorar a sintetização da forma de onda da tensão de saída é aumentar a frequência de chaveamento do *VSI*, porém esse procedimento eleva as perdas do conversor. Nesse contexto, o controle adequado da modulação do sinal de saída interfere, diretamente, no desempenho do sistema e na qualidade da tensão fornecida, sem a necessidade de forçar os limites físicos dos componentes semicondutores utilizados.

O emprego de estratégias de controle em um *VSI* tem o propósito de fazer com que uma ou mais variáveis sigam um padrão pré-determinado. Assim, em um sistema de GD é esperado que a saída seja senoidal com frequência e amplitude conhecidas e em fase com a rede, que possuam um DHT dentro dos limites regulamentados por normas, assim como uma resposta dinâmica aceitável a entrada e saída de cargas não lineares e desbalanceadas.

Os controladores mais empregados nesses tipos de sistema são:

- ✓ **O controlador Proporcional (P):** É o principal tipo de controlador que é geralmente parte inerente de uma topologia de controle. Ele produz um sinal de controle proporcional ao erro, fazendo com que a planta sofra uma ação proporcional, porém, não garante o erro em regime seja ou tenda a zero.
- ✓ **O controlador Proporcional Integral (PI) e Proporcional Integral Derivativo (PID):** O PI corrige o erro em regime permanente cujo controlador proporcional não consegue, mas necessita de um valor contínuo de referência. Sendo tipicamente o valor *RMS* da tensão de saída, porém, este cálculo gera um atraso na dinâmica do controlador já que o seu valor corresponde à característica de um ciclo completo de um sinal. Esse tipo de controlador pode ser associado a um

controlador derivativo, caracterizando o PID, que melhora a resposta transitória do sistema.

- ✓ **O controlador Proporcional Ressonante (PR):** o PR segue um sinal periódico, não necessitando do cálculo do valor eficaz do sinal. Como característica principal possui seu ganho tendendo o infinito em sua frequência de sintonia (ou frequências) e assim fazendo com que a planta apresente nessa (s) erro igual ou próximo de zero.

3.4.1 Controlador PI e PR

Os controladores PI possuem uma boa resposta dinâmica com sinais contínuos, mas não conseguem zerar completamente os erros de regime quando trabalham com sinais oscilatórios como no caso do referencial estático $\alpha\beta$ [38]. Além disso, a resposta em frequência do PI é semelhante a um filtro passa-baixa, então os mesmos não possuem adequada capacidade de compensação para frequências acima da frequência de corte em que os mesmos foram projetados. A alternativa para contornar esses problemas é o uso de filtros ressonantes em paralelo com o controlador P, e dessa forma acrescentar um ganho nas frequências nas quais o filtro ressonante foi projetado.

Adicionando-se um filtro ressonante na frequência fundamental, o integrador do PI não é mais necessário, por isso o controlador pode ser definido como um controlador Proporcional Ressonante (PR).

Uma das vantagens em se utilizar os filtros ressonantes está na compensação de harmônicas. Podem-se somar diversos filtros em paralelo, sintonizados nas frequências pré-estabelecidas, como exemplo as de ordem ímpar, e se obter uma redução das harmônicas. Com isso, cada vez que houver sinais com presenças de harmônicas, nas frequências selecionadas, o filtro incrementa no ganho do controlador reduzindo a impedância do conversor e aumentando a capacidade de transferência de corrente nessa frequência [38].

3.5 Considerações Finais do Capítulo 3

Neste capítulo foram abordadas algumas aplicações de *VSI*s em SEP e os controladores clássicos que podem ser relacionados com esse trabalho. Para o emprego de *VSI*s em sistemas de GD é necessária a união das concepções abordadas com propósito de adequar a planta de forma a suprir a necessidade da carga local e/ou rede de distribuição, seja na mitigação de harmônicas, alimentação de uma carga intermitente ou injeção de potência excedente na rede.

4. Estratégia de Controle da Geração Distribuída

Este capítulo descreve o sistema de GD utilizado para a implementação das técnicas anti-ilhamento que serão apresentadas no Capítulo 5. A estrutura de controle da GD foi proposta pela tese de doutorado [36]. Na tese, devido à necessidade da injeção de potência ativa e reativa na rede e a possibilidade de operação no modo isolado, foi escolhida a utilização de um *VSI* conectado em paralelo.

O *VSI* do trabalho funciona como filtro ativo e como GD de modo que possui a capacidade alimentar as cargas locais com adequados parâmetros de QEE e gerenciar a potência entregue ou absorvida da rede. Os filtros ativos paralelos são controlados em corrente e as distorções da forma de onda são compensadas através da injeção de um sinal específico produzido pelas malhas de controle. No entanto, na proposta analisada, apesar da estrutura ser conectada em paralelo, o conversor é controlado em tensão visando que a mesma seja disponibilizada à carga local na forma senoidal.

O controle implementado é uma estrutura em cascata que associa um controlador PI para a malha de corrente interna e um controlador PR para a malha de tensão externa.

Em função da estrutura de controle utilizada, a frequência de corte do controlador de tensão é projetada uma década abaixo do controlador de corrente. Devido a este fato, o controlador de tensão apresentará uma reduzida banda passante. Com o objetivo de solucionar essa deficiência, o filtro ressonante é posicionado em paralelo com o controlador P de tensão, para reduzir a impedância do inversor e, compensar a componente fundamental de frequência e as não linearidades [39][40].

O controle de potência possui duas estruturas de controle em malha fechada sendo uma para o controle da potência ativa (P) através do ajuste do ângulo de defasagem entre as tensões da rede (v_{rede}) e as tensões da GD (v), e a outra que controla a potência reativa (Q) por meio da modificação da amplitude da tensão da GD.

4.1 Descrição do Sistema de GD

A GD é formada por um VSI trifásico com modulação *PWM* (Modulação por largura de pulso, do inglês, *Pulse Width Modulation*) e um filtro LC (indutor e capacitor, respectivamente) de saída em que são conectadas cargas locais. Para a conexão entre a GD e a rede de distribuição é utilizado um indutor de acoplamento (L_s).

O VSI funciona no modo conectado e isolado da rede, ou seja, ao analisar as contingências do tipo ilhamento, é inserida uma chave lógica que é comandada pela técnica anti-ilhamento com o objetivo de alterar os modos de operação indicando assim, se a GD está ou não sob ilhamento. As transições entre os modos de operação devem ser realizadas de forma suave, isto é, os índices de QEE devem ser respeitados. Assim, espera-se que os afundamentos de tensão sejam mínimos (<10% do nominal de tensão) e que a duração desses eventos não ultrapassem os limites regulamentados por norma [29].

O funcionamento da GD, em geral, é constituído de um controlador para a tensão e um para a corrente, o controle do fluxo de potência e malhas de controle para o *link* CC (não serão discutidas no escopo desse trabalho). O método de controle de corrente e tensão é baseado em dois controladores do tipo PI e PR, respectivamente. A malha interna irá controlar a corrente de saída do inversor e a malha externa controlará a tensão sobre o capacitor do filtro LC. A GD é projetada no referencial estático em que variáveis em coordenadas $\alpha\beta$ são obtidas através da transformada de *Clarke*.

Para sincronizar a tensão da GD e da rede de distribuição foi desenvolvido um algoritmo de sincronismo, conhecido como *Phase-Locked Loop* (*PLL*).

O *PLL* também é responsável por fornecer a frequência de sincronismo entre a GD e a rede de distribuição (ω_{PLL}). Essa frequência é utilizada para o cálculo dinâmico dos coeficientes dos controladores ressonantes utilizados para sintetizar uma forma de onda de tensão senoidal, ou seja, com baixa distorção harmônica (DHT<5%) no PAC.

A frequência e amplitude da tensão de referência são controladas pelas funções do algoritmo de controle da potência. Quando a GD está isolada da rede de distribuição, a estrutura de controle de potência é desligada, pois não é mais necessário o compartilhamento de potência com a rede principal. Além disso no modo isolado, a frequência de sincronismo é estabelecida em um valor fixo quando ocorre a desconexão da rede.

Na Figura 4.1 é ilustrada de maneira geral a GD e a rede de distribuição com seus respectivos modos de controle na operação conectada eilhada. Sendo que no diagrama o termo V_{cc} é a tensão CC proveniente da fonte alternativa de energia, i_{conv} e i_{rede} são as correntes do

conversor e a que flui para a rede, respectivamente. O termo L_{conv} é o indutor e C_{conv} é o capacitor do filtro LC, v é a tensão medida no capacitor do filtro de saída (tensão da GD) e v_{rede} é a tensão no ponto em que a GD é conectada na rede de distribuição.

Figura 4.1- Diagrama geral do sistema e controle da GD e rede de distribuição.

4.2 Modelagem da Planta de Geração Distribuída

A modelagem do circuito de GD utilizado é apresentada na tese de [36]. Em que é possível obter as equações em espaço de estados para representar o modelo dinâmico do sistema de GD conectado à rede de distribuição.

O diagrama unifilar é resumido na Figura 4.2 em que r_1 e r_2 representam as perdas por fase nos indutores L_{conv} e L_s , respectivamente. O termo Z_L é a impedância da carga local por fase, v_{conv} e v_{rede} são as tensões produzidas pelo inversor e pela rede de distribuição, nessa ordem. A variável v é a tensão controlada sobre C_{conv} que é o capacitor do filtro LC. E por último i , i_L e i_{rede}

que são as correntes que circulam pelo indutor L do filtro, pela carga Z_L e pelo indutor de acoplamento L_s , respectivamente.

Figura 4.2- Diagrama unifilar do circuito da GD.

Aplicando as leis de Kirchhoff para tensões e correntes na Figura 4.2, são obtidas (1), (2), (3) e (4).

$$L_{conv} \frac{di}{dt} = v_{conv} - v - r_1 i \quad (1)$$

$$L_s \frac{di_{rede}}{dt} = v - v_{rede} - r_2 i_{rede} \quad (2)$$

$$C_{conv} \frac{dv}{dt} = i - i_{rede} - i_L \quad (3)$$

$$i_L = \frac{v}{Z_L} \quad (4)$$

Essas equações são de elevada importância para determinação do modelo da planta a ser controlada. A partir das equações (1), (2), (3) e (4) obtém-se a equação diferencial de espaço de estados ($\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu}$, $\mathbf{y} = \mathbf{Cx} + \mathbf{Du}$) e é utilizada a análise de pequenos sinais para modelagem do sistema em função de pequenas perturbações no esquema.

A partir desses procedimentos são encontradas as funções de transferência no domínio da frequência através da aplicação da transformada de Laplace que serão utilizadas para o controle do sistema de GD. As equações da planta são expostas em (5) e (6).

$$\tilde{v}(s) = \frac{1}{sC_{conv} + \frac{1}{Z_L(s)} + \left(\frac{1}{sL_s + r_2}\right)} \tilde{i}(s) + \frac{1}{(sL_s + r_2) + \left(sC_{conv} + \frac{1}{Z_L(s)}\right) + 1} \tilde{v}_{rede}(s) \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \tilde{v}(s) = & \frac{1}{sL_{Conv} + r_1 + \left(\frac{1}{\left(sC_{Conv} + \frac{1}{Z_L(s)} \right) + \frac{1}{sL_s + r_2}} \right)} \tilde{v}_{conv}(s) + \\ & + \frac{1}{\left(sC_{Conv} + \frac{1}{Z_L(s)} \right) + \frac{1}{sL_{Conv} + r_1} + \frac{1}{sL_s + r_2}} \tilde{v}_{rede}(s) \end{aligned} \quad (6)$$

4.3 Algoritmo de Sincronismo-PLL

Para conexão entre o sistema de GD na rede de distribuição, é necessário que ambos estejam sincronizados (amplitude e frequência) e em fase. O algoritmo *PLL* permite que essa sincronia seja realizada de forma simplificada.

A Figura 4.3 ilustra o diagrama de blocos desse algoritmo. Em que ω_{PLL} é a frequência angular do *PLL*, ω_{ref} é a frequência angular de referência do *PLL* (377 rad/s), $\Delta\omega$ é a variação de frequência angular, H_v é o ganho do sensor de tensão medida da rede e T_s é o período de amostragem.

Figura 4.3- Diagrama do algoritmo de sincronização.

Esse algoritmo calcula a média do produto interno entre v_{rede} e a $v'(\perp)$ que é a tensão de sincronismo [41]. A referência utilizada para o produto interno dessas tensões é de valor nulo, então, se em regime permanente a média do produto interno for de valor igual à referência, então as tensões são perpendiculares e estão sincronizadas [42].

No momento em que a condição citada é satisfeita, a integral de ω_{PLL} define o ângulo θ que é utilizado para produzir $v'(\perp)$. O bloco da função de atraso pode ser desconsiderado devido

à alta taxa de amostragem utilizada e/ou a elevada frequência de chaveamento do inversor que ao ser substituído na função $\frac{1}{T_s}$, se aproxima de zero. É necessário que antes da conexão da GD com a rede de distribuição seja definido um tempo de espera que corresponde ao tempo de convergência do controlador PI.

4.3.1 Projeto do Controlador PI do PLL

Para o projeto do PI_{PLL} , é comparada a função de transferência de malha fechada do algoritmo PLL com a equação característica de uma função de transferência do segundo grau, estabelecendo uma frequência natural maior que um ou dois períodos da frequência fundamental e um *overshoot* menor que 30% [36].

4.4 Projeto dos Controladores de Tensão e Corrente

Depois de escolhido os tipos de controladores sendo o PI para a malha de corrente (PI_i) e PR para a malha de tensão (PR_v), é necessário definir os valores dos seus parâmetros. Esse procedimento é conhecido como projeto de controladores ou ajuste de controladores, sendo baseado na resposta de regime permanente e dinâmica do sistema de controle.

Após a estrutura de controle ser definida, é possível através de (5) e (6), elaborar o diagrama de blocos do controle da tensão e corrente como ilustrado na Figura 4.4.

Figura 4.4- Diagrama de blocos do controle da tensão e corrente no domínio da frequência.

As funções de transferência da rede e da GD também são definidas por (5) e (6), sendo representadas na Figura 4.4 pelas nomenclaturas FT_{i_planta} que é a função da planta de corrente, FT_{v_planta} para a planta de tensão e $FT_{rede_v_i}$ para as funções da planta de tensão e corrente da rede.

Para o projeto do ganho dos controladores é utilizado o método baseado na margem de fase e frequência de corte [43]. Em que é determinado o ganho de malha aberta (G_{OL}) a partir do modelo da planta de tensão ou de corrente. Após esse procedimento, é calculado o ganho do regulador através da velocidade de malha fechada desejada (ω_{FCL}).

Primeiramente, determina-se o ganho de malha aberta de corrente (G_{OLi}) através de (7).

$$G_{OLi} = PWM H_i \left| FT_{i-planta}(s) \right| \quad (7)$$

A partir do estabelecimento de G_{OLi} , o ganho proporcional (k_{pi}) e integral (k_{ii}) para a malha de corrente são calculados por meio de (8) e (9) [44]. A estrutura de controle da malha de tensão é do tipo PR, então não é necessária à definição do ganho integral para essa topologia.

$$k_{pv-i} \frac{G_{OLv-i}}{\omega_{FCLv-i}} = 1 \quad (8)$$

$$k_{ii} = K_{Pi} \frac{\omega_{FCLi}}{\tan(mfi)} \quad (9)$$

Sendo k_{pv-i} , G_{OLv-i} , ω_{FCLv-i} os parâmetros utilizados para ambas as malhas de tensão e corrente.

Para a definição da frequência de corte de malha fechada da tensão (ω_{FCLv}) coloca-se a mesma, uma década abaixo da frequência de corte utilizada no controlador de corrente. Esse recurso é utilizado devido à malha de corrente ser mais rápida que a malha de tensão, então é necessário minimizar a interferência entre os controladores.

Após o cálculo de ω_{FCLv} , deve-se também considerar a interferência da estrutura de controle de corrente em malha fechada (G_{PLi}). Essa interferência pode ser considerada como um ganho de valor $\frac{1}{H_i}$, sendo H_i o ganho do sensor de corrente, já que o atraso do sistema na frequência de interesse pode ser desprezível [45]. Dessa forma é calculado o ganho de malha aberta de tensão (G_{OLv}) através de (10).

$$G_{OLv} = \left| FT_{v-planta}(s) G_{PLi}(s) \right| \frac{H_v}{H_i} \quad (10)$$

O passo seguinte é o cálculo do ganho proporcional k_{pv} para malha de tensão a partir de (8).

Os parâmetros utilizados no projeto dos controladores de tensão e corrente foram calculados similarmente a tese de [36], com alterações empíricas nos ganhos e no controlador de

corrente como forma de aprimoramento do sistema. Esses valores são mostrados na Tabela 1 e Tabela 2, para o controlador de tensão e corrente, respectivamente.

Tabela 1- Parâmetros utilizados no projeto do controlador de corrente.

$F_{CLi} [Hz]$	$mf_i [^\circ]$	$V_{CC} (V)$	$L_{conv} [mH]$	H_i	Ts	k_{pi}	k_{ii}
1800	70	320	1,5	$\frac{1}{20}$	$\frac{1}{10800}$	0,942	2155,68

Tabela 2- Parâmetros utilizados no projeto do controlador de tensão.

$F_{CLv} [Hz]$	$mf_v [^\circ]$	$V_{CC} (V)$	$C_{conv} [\mu F]$	H_v	Ts	k_{pv}
180	70	320	10	$\frac{1}{180}$	$\frac{1}{10800}$	0,503

Sendo mf_i e mf_v a margem de fase do controlador que é tipicamente entre 50° e 70° [44].

Depois da obtenção dos ganhos para os controladores de tensão e corrente, é fundamental o cálculo do ganho do controlador ressonante (k_{ih}). O objetivo do controlador ressonante é compor o sinal fundamental de tensão e compensar harmônicos, caso seja necessário. Cada ganho do controlador ressonante é projetado para uma frequência específica com intuito da compensação da fundamental e das harmônicas de tensão e corrente. O PR é representado por (11) que destaca a parcela proporcional e a parcela de compensação de múltiplas harmônicas. Sendo que h é a ordem harmônica e ω_o é a frequência fundamental.

$$PR(s)_v = k_{pv} + \sum_h k_{ih} \frac{s}{s^2 + (h\omega_o)^2} \quad (11)$$

Para facilitar o projeto desses controladores, normalmente, se utiliza os mesmos ganhos e ajustes de atrasos para todas as ordens harmônicas de acordo com [46], no entanto para se obter um melhor desempenho é necessário a utilização de ganhos k_{ih} diferentes para cada frequência, devido à particularidade de cada uma. Com o efeito do controlador ressonante associado ao k_{pv} ocorre uma redução na impedância da GD em determinados harmônicos. Assim, a GD possui a capacidade elevada de fornecer corrente nestas frequências para compensar as não linearidades [38].

A Figura 4.5 ilustra a resposta em frequência da função de transferência em malha fechada, utilizando um controlador PI para a malha de tensão.

Figura 4.5- Magnitude do diagrama de bode da função de transferência de malha fechada do sistema analisado utilizando um controlador PI para a tensão a partir da variação da impedância da carga local.

Figura 4.6- Magnitude do diagrama de bode da função de transferência de malha fechada do sistema analisado utilizando um controlador PR para a tensão a partir da variação da impedância da carga local.

Para a plotagem da resposta em frequência foi considerado um modelo simplificado do sistema de GD utilizado em que a rede de distribuição foi desconsiderada e a carga local foi alterada (5, 10, 50 e 100 Ω). É observado que quanto menor a impedância da carga, maior será a potência nominal da mesma e maior será a exigência de corrente da GD. Então, com o crescimento da potência da carga e acréscimo da frequência, é verificado que há um efeito de atenuação cada vez mais elevado no controlador. Portanto, para suprir a reduzida banda passante do controlador PI, é utilizado o controlador PR, conforme ilustrado na Figura 4.6.

Esse tipo de controlador é capaz de compensar a frequência fundamental (60 Hz) e a 3ª, 5ª, 7ª, 9ª e 11ª ordens harmônicas, independente da potência da carga utilizada.

4.5 Projeto dos Filtros Ressonantes

O controlador do tipo ressonante possui grande seletividade em frequência, ou seja, no caso de haver uma pequena variação ele pode perder sua capacidade de compensação em regime permanente.

Dessa maneira, devido às variações de frequência que acontecem no SEP, o controlador PR deve ser projetado de forma a considerar essas variações para a definição dos ganhos.

As equações do filtro são descritas no domínio da frequência e precisam ser discretizadas para serem implementadas nos microprocessadores. Existem variados tipos de métodos de discretizações como os métodos de Euler (forward e backward), ZOH (Zero Order Hold), Invariância de Impulso e vários outros.

Sendo que de acordo com [46], é definido o método de invariância ao impulso como o mais apropriado para essa aplicação, pois a sua distribuição de zeros causa uma menor diferença de fase e assim há uma melhora na estabilidade. O resultado final do sistema discretizado deverá ser uma equação algébrica com uma boa resolução numérica para que os valores dos coeficientes dos filtros possam compensar adequadamente o sinal harmônico.

A discretização por invariância ao impulso é dada pela aplicação da transformada Z na resposta ao impulso. O controlador do domínio discreto com adição da adaptação quanto à frequência da rede é ilustrado em (12).

$$PR(z)_v = k_{pv} + \sum_h k_{ih} T_s \frac{1 - z^{-1} \cos(h\omega_{PLL} T_s)}{1 - 2z^{-1} \cos(h\omega_{PLL} T_s) + z^{-2}} \quad (12)$$

4.6 Estrutura de Controle e Projeto dos Controladores de Potência

A amplitude da tensão da GD (V) e o ângulo de defasagem entre as tensões da GD e da rede (β) são aplicados para ajustar o fluxo de potência ativa e reativa, nessa ordem, através da rede em malha aberta. O ajuste da amplitude da referência de tensão (V_{amp}) é mostrado em (13) e o β que é adicionado às referências de tensão da fase A,B e C (V_{ref_abc}) gerada no controle é mostrado em (14) [36]. O módulo da reatância da rede é simbolizado pela expressão (15).

$$V_{amp_pico} = \sqrt{2} \left(\frac{V_{rede}^2 - |X_{L_s}(j\omega_{PLL})|Q_{rede}}{V_{rede} \cos \beta} \right) \quad (13)$$

$$\beta = \text{seno}^{-1} \left(\frac{P_{rede} |X_{L_s}(j\omega_{PLL})|}{V_{rede} V} \right) \quad (14)$$

$$X_{L_s}(j\omega_{PLL}) = j\omega_{PLL} L_s \quad (15)$$

Contudo, as potências ativa e reativa, devem ser controladas através de um sistema de controle em malha fechada devido à redução dos efeitos paramétricos da rede principal [47]. Dessa maneira, são calculadas as potências ativa (p_g) e reativa (q_g) instantâneas por fase, a partir dos valores de tensão e corrente da rede de distribuição.

E com o intuito de minimizar os distúrbios de transferência de potência, somente a potência reativa média (Q_{rede}) e a potência ativa média (P_{rede}) serão controladas por fase, a partir de (16) e (17), respectivamente. Essas equações demonstram a capacidade de controle de potência ativa média injetada através da definição do ângulo de defasagem e do controle de potência reativa média através da amplitude da tensão nos terminais da GD.

$$P_{rede \text{ por fase}} = \frac{VV_{rede}}{\omega_{PLL} L_s} \text{seno } \beta \quad (16)$$

$$Q_{rede \text{ por fase}} = \frac{V^2 - VV_{rede} \cos \beta}{\omega_{PLL} L_s} \quad (17)$$

Como o sistema de GD é controlado em referências estacionárias, são ajustados apenas dois parâmetros. Sendo um relacionado ao ajuste ou correção de amplitude da tensão da GD (V_{amp}), conforme (18), através da adição do termo de correção (ΔV) que é determinado pelo controle de potência reativa e pelo valor *rms* da tensão nominal da rede (V_{rms}), somado de um ganho para transformar o valor *rms* em pico. E o outro parâmetro é referente a um ajuste do ângulo de defasagem ($\Delta\beta$) que é calculado pelo controle de potência ativa.

$$V_{amp} = \sqrt{2} (V_{rms} + \Delta V) \quad (18)$$

A partir disso, as referências de tensão para o controle da GD são definidas através de (19).

$$\begin{cases} V_{a_{ref}} = V_{amp} \sin\left(\theta + \frac{\pi}{2} + \Delta\beta\right) \\ V_{b_{ref}} = V_{amp} \sin\left(\theta + \frac{\pi}{2} + \Delta\beta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{c_{ref}} = V_{amp} \sin\left(\theta + \frac{\pi}{2} + \Delta\beta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (19)$$

Em que a amplitude das referências de tensão (V_{amp}) é definida por (18) e o ângulo das referências de tensão é composto pelo ajuste $\frac{\pi}{2}$ referente ao PLL (mantém GD e rede sincronizados), o ângulo θ que é calculado pelo algoritmo do PLL e utilizado como argumento nas referências de tensão da GD, e pelo ângulo de defasagem $\Delta\beta$ que é calculado a partir do controlador de potência ativa.

O modelo da planta do controle de potência ativa e reativa através da rede de distribuição, é obtido através do cálculo da derivada parcial de (16) e (17) em relação ao ângulo de defasagem sobre β , as tensões da rede de distribuição (V_{rede}) e da GD (V) e da frequência de sincronismo obtida do algoritmo PLL (ω_{PLL}). Essa análise de fluxo de potência é relatada detalhadamente em [36].

Com o objetivo de manter a conexão da GD com a rede estável, é desejável manter um ângulo β pequeno para transferência de potência da GD para rede de distribuição com uma mínima influência na amplitude da tensão, ou seja, é esperado que as estruturas de potência ativa e reativa estejam desacopladas. Portanto, para definir os modelos da potência ativa e reativa utiliza-se aproximações trigonométricas ($\cos \beta \cong 1$ e $\sin \beta \cong 0$) e linearizações em torno do ponto de operação nas derivadas da potência ativa e reativa em relação as tensões da GD e ao ângulo de defasagem β , afim de se obter (20) e (21).

$$\frac{\Delta P_{rede \text{ por fase}}}{\Delta\beta} = \frac{VV_{rede}}{\omega_{PLL}L_s} \quad (20)$$

$$\frac{\Delta Q_{rede \text{ por fase}}}{\Delta V} = \frac{2V - V_{rede}}{\omega_{PLL}L_s} \quad (21)$$

A partir de (20) e (21) é possível determinar que o impacto na potência ativa é causado especialmente pelo ângulo $\Delta\beta$ e a potência reativa é mais dependente do termo ΔV .

No caso do projeto dos controladores de potência, o estudo é realizado de maneira que não haja efeitos decorrentes de variações paramétricas nas equações (13) e (14), uma vez que elas são dependentes da reatância da rede de distribuição. Os controladores podem ser do tipo PI ou apenas P devido à composição do sistema de injeção de potência por integradores [36].

Para a definição dos ganhos dos controladores de potência é utilizado o mesmo método apresentado no item 4.4. Assim, é obtida a função de transferência da planta para o projeto do controlador de potência ativa ou ganho de malha aberta para potência ativa (G_p) em (22).

$$G_p = \frac{\Delta P_{rede \text{ por fase}}}{\Delta \beta} = \frac{VV_{rede}}{\omega_{PLL}L_s} \quad (22)$$

E para o equacionamento do controlador responsável pela injeção de potência reativa, considera-se a função de transferência da planta para o projeto do controlador de potência reativa ou ganho de malha aberta para potência reativa (G_q) em (23).

$$G_q = \frac{\Delta Q_{rede \text{ por fase}}}{\Delta V} = \frac{2V - V_{rede}}{\omega_{PLL}L_s} \quad (23)$$

Os ganhos do proporcional para potência ativa e reativa ($k_{p,p,q}$) podem ser determinados através de uma grande constante de tempo, sendo que a frequência de corte do controlador de potência ativa é projetada uma década acima do controlador de potência reativa para que se tenha um mínimo nível de desacoplamento, o que evita interferências ou desestabilizações entre os controladores. Dessa forma, para obtenção de $k_{p,p,q}$ considera-se (22) e (23) e a frequência angular de malha fechada para as potências ativa e reativa ($\omega_{FCLp,q}$), por meio de (24).

$$k_{p,p,q} \frac{G_{p,q}}{\omega_{FCLp,q}} = 1 \quad (24)$$

O controle de transferência de potência ativa e reativa é acionado somente quando a GD está conectada na rede, de modo que em operação isolada os parâmetros de potência são zerados.

4.7 Considerações Finais do Capítulo 4

Neste capítulo foi descrito o sistema de GD e a estrutura de controle do sistema proposto por [36] que será utilizado para desenvolvimento dos métodos anti-ilhamento. Também foram abordados os critérios para projeto dos controladores da malha de tensão, corrente e potência. De forma que é implementado um filtro ressonante em paralelo com o controlador de tensão para minimizar o erro de regime permanente e compensar as distorções harmônicas de tensão produzidas pela carga local.

5. Simulações Computacionais do Sistema de Geração Distribuída

No atual capítulo são discutidos os resultados referentes à simulação computacional da microrrede proposta por [36] em que a GD controla tensão e potência no *software* PSIM. O sistema de controle discretizado é implementado no *Digital Signal Processor (DSP)*, um microprocessador especializado em processamento digital de sinais do programa em linguagem C++, inserido como um bloco no PSIM.

O objetivo das simulações é verificar o comportamento da tensão no PAC, visando manter a tensão senoidal, independente da carga conectada com o inversor. O PAC equivale a tensão da GD (v). As cargas analisadas são: a carga não linear, o Motor de Indução Trifásico (MIT) e a carga RLC com frequência de ressonância igual à da fundamental, de forma que sistema de GD deve ter a capacidade de suprir a demanda dessas cargas.

É também realizado um ensaio de transferência de potência ativa e reativa que avalia o desempenho do controle de potência em transferi-las para a rede de distribuição. É desejável um erro mínimo entre o que é realmente injetado na rede e a potência de referência estabelecida pelo projetista ou pelo algoritmo de gerenciamento.

5.1 Sistema Simulado

A estrutura utilizada na simulação computacional é coerente com o experimento prático que será realizado em bancada posteriormente. A bancada experimental é a utilizada na tese de [36]. Dessa forma, os valores dos componentes passivos como os capacitores, indutores, a frequência de chaveamento e os ganhos dos sensores possuem valores próximos aos da bancada definidos no capítulo anterior.

Nesse cenário, o dimensionamento do sistema simulado considerou os dispositivos disponíveis no Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento de Energia da USP (LAFAPE/USP). E devido às limitações da capacidade de alimentação, foi definida uma amplitude 90 V (fase-neutro) para a tensão da rede no qual o sistema de GD seria conectado.

O esquema geral da estrutura elaborada para simulação computacional é ilustrado na Figura 5.1.

Figura 5.1- Esquema geral do sistema para simulação computacional.

Os parâmetros utilizados na simulação do conversor e rede de distribuição da Figura 5.1, são definidos na Tabela 3.

Tabela 3-Parâmetros do sistema para a simulação computacional no PSIM.

Número de fases	3
Tensão Nominal (F-N) [V_{rms}]	63,639
Frequência da Rede[Hz]	60
Taxa de Amostragem[kHz]	10,8
L_{conv} [mH]	1,5
C_{conv} [μF]	90
L_s [mH]	5
R_{rede} [Ω]	0,01
L_{rede} [mH]	0,16
Tensão CC [V]	320
C_{cc} [μF]	2000

Em que é observada estrutura CC (i_{cc}^* e V_{cc}) que representa a fonte renovável de energia conectada ao sistema. Os sinais de disparo são representados pelas variáveis Q_1 , Q_2 , e Q_3 , e as perdas nos indutores L_{conv} e L_s são representadas pelas variáveis R_1 e R_2 , respectivamente. A impedância da rede de distribuição é representada por R_{rede} e L_{rede} . No bloco DSP são utilizadas

as tensões e correntes medidas no sistema para o gerenciamento e controle do inversor em linguagem C++, e o bloco PWM representa a comparação de uma forma de onda triangular na frequência de chaveamento com as referências senoidais obtidas do controle

Para padronização das simulações com as cargas locais foi determinado que a microrrede iniciasse desconectada da carga e da rede de distribuição e que a rede fosse conectada em 0,4 s e a carga em 2 s de simulação.

5.2 Ensaio com Carga Linear

A primeira simulação foi realizada com uma carga linear de impedância constante (12 Ω /fase) que consome 1,0 kW. O ensaio tem o objetivo de verificar a capacidade de controle do VSI em relação a perturbações na planta, como exemplo, o acionamento/desligamento de uma carga local. Dessa forma, certifica-se se GD está apta a suprir a demanda da carga e manter as tensões senoidais no PAC.

Na Figura 5.2 e Figura 5.3 é mostrada a forma de onda trifásica da tensão do PAC (GD) e da rede de distribuição, respectivamente, com o acionamento da carga linear de impedância constante. A partir da análise das formas de onda, apesar do transitório ocorrido pela conexão da carga em 2 s de simulação, a GD é capaz de suprir essa carga com requisitos de qualidade de energia dentro dos limites estabelecidos por normas nacionais e internacionais (DHT_v para fase A, B e C de 1,02%).

Figura 5.2- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga linear.

Figura 5.3- Forma de onda trifásica da tensão da rede de distribuição com a carga linear.

5.3 Ensaio com Carga Não Linear

A carga local utilizada como carga não linear é um retificador trifásico não controlado com carga RC de $60\ \Omega$ e $1,0\ \text{mF}$ que consome $0,76\ \text{kVA}$. A característica dessa carga é a elevada distorção harmônica da corrente drenada do sistema e assim também pode causar distorções harmônicas na forma de onda da tensão do PAC.

Após a simulação computacional, são obtidos os gráficos do sistema com o acionamento da carga não linear. Na Figura 5.4, é ilustrada a forma de onda da corrente da carga e da rede de distribuição da fase A, na qual é possível observar que apesar elevada taxa de distorção harmônica da carga (DHT_i de 153%), não há propagação dos efeitos causados pela mesma para a rede de distribuição.

Figura 5.4- Forma de onda da fase A da corrente da rede de distribuição e da carga não linear.

Em função da independência entre o sistema de controle de potência e o sistema de controle da tensão do PAC, a corrente injetada na rede não sofre impacto da corrente da carga.

E mesmo com o alto DHT_i da corrente da carga, a forma de onda da tensão trifásica mostrada na Figura 5.5, referente a GD, permanece com um baixo DHT_v para três fases: 1,66% para a fase A, 1,67% para a fase B e 1,66% para a fase C. Na Figura 5.6, é ilustrada a forma de onda da tensão trifásica da rede de distribuição, na qual é possível observar que a mesma não é afetada.

Figura 5.5- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga não linear.

Figura 5.6- Forma de onda trifásica da tensão da rede de distribuição com a carga não linear.

5.4 Ensaio com Motor de Indução Trifásico

Esta simulação é realizada utilizando um MIT de 0,5 CV como carga local. Para visualizar o efeito causado pelo acionamento do motor nos terminais do mesmo, optou-se por simular o

acionamento com partida direta do motor e sem carga no eixo. A utilização desse motor de baixa potência é justificada pela limitação dos sensores utilizados, além disso, a potência do motor não deve ultrapassar a potência da fonte CC. A Tabela 4 mostra os parâmetros do motor utilizado na simulação.

Tabela 4-Parâmetros do MIT.

<i>Tensão Nominal (Δ/Y) [V]</i>	220 /338
<i>Potência Nominal [CV]</i>	0,5
<i>r_s [Ω]</i>	4,4
<i>r'_r [Ω]</i>	5,02
<i>r_m (perda mec. e elet.) [Ω]</i>	582
<i>M (ind. de mag) [mH]</i>	180
<i>L_{ls} (no estator) [mH]</i>	15,6
<i>L'_{lr} (no rotor) [mH]</i>	15,6
<i>J (Inércia) [kgm²]</i>	0,0006
<i>Pólos</i>	4
<i>Frequência Nominal [Hz]</i>	60
<i>Nº de Fases</i>	3
<i>Rotação Nominal [rpm]</i>	1720

As principais características desse tipo de carga é o efeito indutivo e a alta corrente de partida do motor. O efeito indutivo pode provocar ressonância com o filtro LCL, causando oscilações no PAC, principalmente quando houver conexão com a rede, já que há uma mudança de impedância vista pelo lado do conversor no momento da conexão desse tipo de carga.

Na Figura 5.7, o motor é acionado no tempo de 2 s e a GD está operando de forma conectada à rede de distribuição.

No momento no qual o motor é acionado, a impedância no PAC é reduzida tendo um efeito na tensão da GD (afundamento e elevação momentânea de tensão) e um fluxo de potência momentâneo da rede de distribuição para a carga local suprimindo a magnetização da máquina de forma compartilhada. Nota-se que o efeito dessa carga predominantemente indutiva provoca efeitos menores na forma de onda da tensão da GD ($DHT_v \cong 1,190\%$ para fases A B e C) quando comparada a conexão da carga não linear.

Figura 5.7- Forma de onda trifásica da tensão da GD com o MIT.

5.5 Ensaio com Carga RLC

Para esse ensaio é projetada uma carga RLC em paralelo, com frequência de ressonância igual à frequência fundamental da rede de distribuição, calculada por (25). E fator de qualidade igual a 2, calculado pela equação (26).

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{C_L L_L}} \quad (25)$$

$$Q_L = R_L \sqrt{\frac{C_L}{L_L}} \quad (26)$$

A Tabela 5 mostra os parâmetros da carga RLC utilizada na simulação computacional.

Tabela 5-Parâmetros da carga RLC utilizada nas simulações da GD.

<i>Nº de Fases</i>	<i>R_L[Ω]</i>	<i>L_L(mH)</i>	<i>C_L(μF)</i>	<i>f_r(Hz)</i>	<i>Q_f</i>
3	32,258	42,783	164,460	60	2

Logo após o acionamento da carga em 2 s, pode-se verificar na Figura 5.8 pela forma de onda trifásica da tensão da GD, que o sistema de controle possui a capacidade de fornecer uma

forma de onda com baixa distorção harmônica com DHT_v de 1,54%, 2,92 % e 2,80% para a fase A, B e C, respectivamente.

Figura 5.8- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga RLC.

Porém, ao estender o tempo de simulação para 19 s, verifica-se um aumento expressivo da distorção da forma de onda de tensão da GD, ilustrado na Figura 5.9, alcançando os valores de DHT_v de 12,81% para fase A, 14, 57 % para a fase B e 18,08% para a fase C. Esse fato ocorre devido a utilização dos filtros ressonantes na frequência fundamental que não são adequados na aplicação de cargas RLC em que a frequência de ressonância da carga é a mesma da GD. Então é necessária a execução de outras técnicas de compensação na frequência fundamental para a conexão desse tipo de carga.

Figura 5.9- Forma de onda trifásica da tensão da GD com a carga RLC com 19 segundos de simulação.

5.6 Transferência de Potência

Neste item é analisada a capacidade de injeção de potência ativa e reativa da GD na rede de distribuição. Sendo que essa situação só é possível, se houver um excedente de potência na GD, ou seja, quando a carga local não consumir toda a potência fornecida pelo inversor de potência.

A potência ativa de referência que será injetada na rede foi definida em 1,481 kW e a potência reativa foi fixada em 0 kVAr, assim pode-se obter um fator de potência unitário.

Desta forma, observando as formas de onda de transferência da potência ativa e potência reativa para a rede, na

Figura 5.10, verifica-se que o sistema se conecta com a rede de distribuição em 0,4 s e em 1,1 s é iniciada a transferência de potência alcançando o regime permanente em 3s para a potência ativa e em 4 s para a potência reativa.

Figura 5.10- Transferência de potência ativa e reativa para a rede de distribuição.

Justamente porque ambos os controladores são projetados de forma desacoplada (controle de potência ativa é projetado 1 década acima da frequência de corte do controle de potência reativa).

A partir da análise das formas de onda de potência ativa e reativa é possível afirmar que a estrutura de controle de potência é capaz de gerenciar a potência injetada na rede de distribuição e suportar manobras de carga com índices de qualidade de energia dentro dos padrões estabelecidos pelas regulamentações de normas.

5.7 Considerações Finais do Capítulo 5

Esse capítulo apresentou os resultados referentes à simulação computacional do sistema apresentado no Capítulo 4, em que a GD controla a tensão e a potência *software* PSIM. De acordo com as simulações da estrutura de controle e gerenciamento da GD com o acionamento da carga linear, não linear e predominantemente indutiva (MIT) pode-se afirmar que o sistema de GD possui a capacidade de suprir essas cargas adequadamente gerando uma forma de onda de tensão trifásica no PAC com baixa distorção harmônica e dentro dos limites de QEE. E que os efeitos causados pelas cargas não interferem na forma de onda da tensão trifásica da rede de distribuição. No entanto, quando se analisa a entrada da carga RLC de frequência igual à frequência fundamental da rede, no sistema de GD, é evidente que ela ressoa com o controlador PR, resultando em altas distorções na forma de onda de tensão do PAC.

No ensaio de transferência de potência é comprovada a capacidade de injeção de potência ativa e reativa da GD na rede de distribuição, através de uma referência de potência pré-estabelecida.

6. Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída

O capítulo a seguir trata da explanação sobre os conceitos que definem o termo ilhamento e os seus métodos de detecção remotos e locais. Posteriormente, são citadas as normas nacionais e internacionais utilizadas para definição dos procedimentos de ensaio das técnicas de detecção de ilhamento.

6.1 Definição de Ilhamento

O ilhamento pode ser definido como uma condição em que parte da rede de distribuição que contenha tanto carga quanto GD mantém-se energizada, mesmo após estar isolada do restante da rede elétrica, sendo alimentada pelo próprio sistema de GD [8][48].

Essa ocorrência pode ser do tipo intencional de forma que seja uma situação planejada, isto é, a mesma é produzida pelo desligamento do fornecimento de energia pelo operador do SEP. Nesse caso, a energia interna da ilha é mantida, alimentando assim as cargas locais. As principais aplicações para esse tipo de ilhamento são as *UPS* e os geradores de emergência.

O ilhamento também pode ser classificado como não intencional, que é normalmente causado por falhas no abastecimento de energia (curto-circuitos, danos em linhas de distribuição, sobrecargas, entre outras) e é uma situação altamente não recomendada.

O ilhamento deve ser evitado, pois apresenta situações de risco, tais como [8]:

- Risco de vida para os funcionários da concessionária de distribuição durante manutenções, pois o alimentador pode se manter energizado quando é esperado o desligamento de todas as fontes de energia e;
- Possibilidade de danos físicos aos equipamentos da unidade consumidora, devido à ultrapassagem de parâmetros de tensão e frequência, pois os mesmos não são mais controlados pela concessionária de energia durante o ilhamento e;
- Interferência no restabelecimento da rede elétrica pela concessionária, tendo em vista que o sistema pode ser desarmado ou pode haver danos nos equipamentos caso ocorram religamentos fora de fase.

6.2 Sistemas de Detecção de Ilhamento

O objetivo geral do esquema de detecção de ilhamento é monitorar os parâmetros da microrrede e/ou rede de distribuição como tensão e frequência, e a partir da extrapolação dos limites impostos a esses parâmetros é detectada a contingência.

As técnicas de proteção anti-ilhamento podem ser classificadas em função das suas características operativas em técnicas remotas e locais. As técnicas locais geralmente são divididas em três classes: passivas, ativas e híbridas [49][50]. A

Figura 6.1 ilustra como as técnicas de detecção de ilhamento são classificadas atualmente.

Figura 6.1- Classificação de técnicas de detecção de ilhamento.

As técnicas remotas são baseadas na comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra da rede de distribuição e a GD. Embora essas técnicas sejam mais

confiáveis e eficientes na detecção do que as técnicas locais passivas e ativas, elas são pouco utilizadas devido à necessidade de uma rede de comunicação sofisticada e de elevado custo [51]. Portanto, a escolha dessa técnica não é recomendada para aplicações que utilizam conversores de potência, em que são empregados em maior número (menor potência) em relação a outros tipos de dispositivos como exemplo as máquinas rotativas [7]. Os exemplos de técnicas remotas são: *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)* e *Power Line Carrier Communications (PLCC)*.

Nas técnicas locais, a detecção de ilhamento é identificada pelo próprio sistema de GD, através da implementação de algoritmos na estrutura de controle do inversor de potência. Além disso, as técnicas locais são caracterizadas pelo seu baixo custo e pelo seu desempenho associado ao tipo de carga. Elas são classificadas como técnicas locais passivas e ativas, e serão discutidas nas subseções seguintes.

Dessa forma, é possível observar a importância dos conversores com algoritmos anti-ilhamento, de forma que desempenham um papel fundamental realizando não só a conversão da energia renovável, mas também a detecção do ilhamento fornecendo assim, maior segurança e confiabilidade.

6.2.1 Técnicas Locais Passivas

Os métodos passivos baseiam-se na detecção de uma anormalidade na amplitude, frequência ou fase da tensão no PAC entre o inversor e a rede de distribuição. Assim, eles cessam a conversão de energia quando ocorrem mudanças a partir das condições normais especificadas [52][53][54]. As técnicas passivas mais utilizadas são os métodos de detecção de anormalidades na tensão e na frequência da rede, deslocamento de fase e de detecção de harmônicos de tensão.

O método de detecção de sub ou sobre tensão e sub ou sobre frequência são proteções inerentes ao inversor, nos quais o mesmo restringe o fornecimento de energia à rede caso a amplitude e/ou frequência esteja fora dos limites especificados. Esses métodos são utilizados como métodos de detecção já que a tensão ou frequência irão sofrer desvios devido ao desbalanço da potência gerado pelo inversor e a demanda de potência das cargas conectadas na parte ilhada da rede de distribuição. O desbalanço de potência ocorre quando a potência entregue pelo inversor excede a potência consumida pela carga local e, portanto, há um fluxo de potência (ou potência injetada) diferente de zero para a rede de distribuição. Se esse fato ocorre no momento do ilhamento, a GD torna-se instável, pois há uma potência remanescente no mesmo.

Na proteção por sub ou sobre frequência são utilizados limites superiores e inferiores, cujos valores são ajustados entre 59,3 e 60,5 Hz, respectivamente [55][56] e na de sub ou sobre tensão, os limites são ajustados em 88% e 110% em relação ao valor da tensão nominal, respectivamente [55][56]. Estas técnicas de detecção são de simples implementação e são necessárias em qualquer dispositivo deste tipo. Além disso, outros métodos de detecção de ilhamento são baseados nesses princípios. Porém, se a potência gerada pelo inversor de potência for próxima à potência consumida pela carga local (desbalanço de potência igual a zero), quando a rede de distribuição for desconectada, não haverá alterações na tensão do PAC e dessa forma o ilhamento não será detectado [53][54].

Para avaliar a eficácia de cada método para detecção de ilhamento são utilizadas as zonas de não detecção (*NDZ- Non Detection Zones*) que podem ser compostas pela energia que a carga recebe ou injeta na rede [55][56], ou seja, a zona de atuação da carga local em que os métodos preventivos de ilhamento não são capazes de detectar a contingência [55]. Os métodos passivos possuem grandes *NDZs*.

É exemplificado o conceito de *NDZ* na Figura 6.2.

Figura 6.2- Exemplo de *NDZ* para técnicas de sub e sobre tensão, e sub e sobre frequência.

Fonte: [52][53].

Na Figura 6.2, os eixos x e y representam as variações de potência ativa e reativa em relação às potências nominais do sistema de distribuição. Quando essas potências não são alteradas não há mudanças significativas nos parâmetros de tensão na carga local, consequentemente, ocorre a falha na detecção da contingência.

O método de deslocamento de fase monitora o deslocamento entre a tensão de saída do inversor e sua corrente de saída para verificar mudanças bruscas. Quando isso ocorre é indicado que a tensão nos terminais do inversor não é mais sustentada e foi alterada em fase para corresponder a fase da carga local. Se o erro de fase é maior do que um determinado valor, o

controle retira o inversor de operação. Essa técnica também possui algoritmo simples de implementação, de forma que é necessário apenas alterar o circuito do *PLL*. Este método não altera a QEE e não impacta a resposta transitória do sistema de GD, mas possui grande *NDZ*, além de que é complexo estabelecer um valor de erro exato para a detecção de ilhamento sem causar chaveamentos indesejáveis na rede elétrica [53][54].

O último método citado é o de detecção de harmônicos que é baseado no monitoramento da DHT da tensão no PAC e desliga o inversor quando o limite estabelecido é extrapolado. Da mesma forma, é difícil estabelecer o ponto ideal para ajustar a detecção, não é possível utilizá-la com vários inversores e não há detecção quando a potência da carga se iguala a potência do inversor e quando a carga é linear [53][54].

6.2.2 Técnicas Locais Ativas

Os métodos locais ativos foram propostos com a função de diminuir a *NDZ* que os métodos passivos apresentam, mas degradam a QEE fornecida pelo inversor de potência [55]. Essas técnicas são projetadas para desestabilizar a GD no momento em que a condição de ilhamento estiver estabelecida. Dessa forma, elas introduzem certos distúrbios na saída do inversor de potência e monitoram a resposta para determinar se a rede, com sua frequência, tensão e impedâncias estáveis, ainda está conectada. Se esta perturbação é capaz de afetar os parâmetros da tensão no PAC, o circuito detecta o ilhamento [57].

Um exemplo de método ativo para detecção de ilhamento é o da medição de impedância. Essa técnica busca detectar alterações na impedância de saída do inversor que ocorre quando a rede de distribuição de baixa impedância é desconectada. A medição da impedância de carga é realizada através do monitoramento da derivada da tensão em relação à derivada da corrente ($\frac{dv}{di}$). Deve ser considerada uma impedância mínima, em que abaixo desse valor considera-se que a rede esteja sempre conectada, assim, esse método torna-se impraticável [53][54]. Por outro lado, no caso de medição de impedância em uma frequência específica, ou o método do sinal injetado, é introduzida na rede uma corrente harmônica em uma frequência específica diferente da frequência da rede, e quando a rede é desconectada, essa frequência pode ser observada na tensão do PAC (esse método é considerado mais eficaz que o anterior). Entretanto, múltiplos inversores podem causar interferências e falsas desconexões, além de que é complexo determinar o nível mínimo de impedância para a situação de ilhamento resultando em desligamentos e religamentos do inversor [53][54].

Outra metodologia conhecida é a técnica com desvio ativo em frequência (*AFD- Active Frequency Drift*) que introduz distorções na forma de onda da corrente injetada na rede e tende a acelerar ou desacelerar a frequência da tensão na ausência da mesma. A limitação dessa técnica está associada à degradação da QEE da potência de saída do inversor e ao aumento das emissões eletromagnéticas devido à distorção da forma de onda da corrente.

6.3 Técnicas Locais Ativas que Utilizam um Sinal de Realimentação Positiva para a Detecção de Ilhamento

As técnicas ativas possuem maior eficácia e rapidez nesse sistema para detecção do ilhamento, apesar de inserirem uma perturbação no mesmo. Na classificação de métodos ativos existem as técnicas que empregam um sinal de realimentação positiva por meio da injeção de um sinal proporcional a variação de tensão ou frequência. Assim, em contraste as técnicas ativas convencionais, a injeção por realimentação positiva depende da variação do sinal de entrada e do ganho proposto para a técnica [7].

Dessa forma, para implementação computacional no sistema descrito no Capítulo 4, foram escolhidos métodos baseados em técnicas ativas com realimentação positiva já existentes na literatura, que são projetadas para desestabilizar a GD no momento em que a condição de ilhamento estiver estabelecida. A inserção dessas técnicas permite a obtenção de *NDZs* muito pequenas, porém afetam negativamente a qualidade de energia elétrica do sistema.

6.4 Normas Técnicas

Para a validação de sistemas de detecção de ilhamento podem ser utilizadas referências nacionais ou internacionais, como:

- Padrão IEEE Std 1547 de 2003: trata da conexão de sistemas de GD em SEP [58];
- Padrão IEEE Std 1547.1 de 2005: Define o tipo, produção e testes para equipamentos (técnicas) anti-ilhamento [59];
- Padrão IEEE 929 de 2000: Oferece práticas recomendadas para conversores PV para testes de proteção anti-ilhamento, assim como recomendações sobre QEE, segurança e proteções [8];
- ABNT NBR 16149 DE 2014: Estabelece recomendações específicas para interface de conexão entre sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos [54];

- ABNT NBR IEC 62116 de 2012: Fornecimento do procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica [61];

As concessionárias brasileiras de energia elétrica como a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) utilizam as normas da ABNT para realização dos procedimentos relacionados às proteções anti-ilhamento.

Com o intuito de comprovar a eficiência das técnicas em relação ao tempo máximo de detecção são mostradas as Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8 para as normas [8], [59], [54] e [61], respectivamente. Essas tabelas resumem o tempo em que se deve interromper o fornecimento de energia pela GD após a ocorrência do ilhamento, dependendo da variação da frequência e/ou tensão.

Tabela 6-Tempo de detecção para IEEE 929.

Frequência (Hz)	Tempo de Detecção (ciclos)
$F < 59,3$	6
$F > 60,5$	6
Tensão (rms)	Tempo de Detecção (ciclos)
$V < 50\%$	6
$50\% \leq V < 88\%$	120
$88\% \leq V \leq 110\%$	Operação Normal
$110\% < V < 137\%$	120
$V \geq 137\%$	2

Tabela 7-Tempo de detecção para IEEE Std 1547.1.

Frequência (Hz)	Tempo de Detecção (ciclos)
$F < 59,3$	10
$F > 60,5$	10
Tensão (rms)	Tempo de Detecção (ciclos)
$V < 50\%$	10
$50\% \leq V < 88\%$	120
$110\% \leq V < 120\%$	60
$V \geq 120\%$	10

Como pode ser visualizado na Tabela 6, o padrão IEEE Std 929 estabelece seis ciclos de operação para detecção de ilhamento em frequência, enquanto que na IEEE Std 1547, mostrado na Tabela 7, é regulamentado dez ciclos. Além disso, a principal diferença observada entre os padrões internacionais está relacionada ao fator de qualidade da carga RLC que tem valor de 2,5 para a norma IEEE 929 e 1,0 para a IEEE 1547.1.

Tabela 8-Tempo de detecção para ABNT NBR IEC 62116 e ABNT NBR 16149.

Frequência (Hz)	Tempo de Detecção (ciclos)
$F < 57,5$	12
$F < 58,5$	60
$F > 61,5$	60
$F > 62$	12
Tensão (rms)	Tempo de Detecção (ciclos)
$V < 80\%$	24
$80\% \leq V < 110\%$	Operação Normal
$V \geq 110\%$	12

Em relação às normatizações nacionais pode-se notar uma maior flexibilidade da variação de frequência e dos valores anormais de tensão da GD, assim como o tempo permitido para a detecção do ilhamento, em comparação as normas internacionais, como mostrado na Tabela 8. Esse fato é relativo às diferenças dos sistemas elétricos do Brasil e de outros países em que os padrões são desenvolvidos com o objetivo de atender as necessidades específicas de cada estrutura. Apesar das diferenças encontradas em cada padronização o fator de qualidade indicado para os procedimentos de ensaios de técnicas anti-ilhamento da ABNT NBR IEC 62116 é também unitário como visto na IEEE 929.

Além disso, outro fator descrito como fundamental em todos os procedimentos está associado ao fluxo de potência em testes de detecção de ilhamento, sendo recomendado a utilização de um fluxo de potência próximo de zero entre a GD e a rede de distribuição.

O procedimento utilizado para as simulações das técnicas anti-ilhamento é baseado em todas as normatizações mostradas. Em que as principais características desse procedimento são citadas como:

- Frequência de ressonância da carga próxima à da GD. Neste trabalho é utilizada a frequência de 60 Hz.

- Fator de qualidade da carga no valor de 2,5 que é coerente com as normas nacionais e internacionais;
- Fluxo de potência entre a GD e rede de distribuição, próximo de zero;
- O tempo máximo de detecção do ilhamento é determinado pelas Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8.

O circuito utilizado para a validação das técnicas é exibido na Figura 6.3.

Figura 6.3- Configuração do circuito para teste de ilhamento.

Fonte: [59][8].

Em que os parâmetros da carga RLC (R_L , L_L , C_L) do circuito da Figura 6.3 são calculados a partir das equações (27), (28) e (29), nessa ordem [57][4].

$$R_L = \frac{(v_{f(rms)})^2}{P} \quad (27)$$

$$L_L = \frac{(v_{f(rms)})^2}{2\pi f P Q_f} \quad (28)$$

$$C_L = \frac{P Q_f}{2\pi f (v_{f(rms)})^2} \quad (29)$$

Sendo $v_{f(rms)}$ a tensão rms nominal do sistema, P é a potência ativa média da carga, Q_f é o fator de qualidade da carga calculado em (26), f_r é a frequência de ressonância da carga definida por (25).

6.5 Considerações Finais do Capítulo 6

Nesse capítulo foi explorada a definição do conceito de ilhamento e os métodos de detecção de ilhamento mais utilizados e abordados na literatura. Também foram discutidas as normas técnicas nacionais e internacionais, relacionando os procedimentos de ensaio das técnicas anti-ilhamento e os limites de frequência e tensão de uma GD em relação ao tempo máximo para detecção da contingência de cada padrão.

7. Técnicas de Detecção de Ilhamento Ativas Implementadas na Geração Distribuída

Os *VSIs* convencionais e mais utilizados em sistemas de GD [62][63], apresentam o seu controle em corrente e modelo a partir de um referencial síncrono (coordenadas dq). Dentro desse contexto, as técnicas ativas com realimentação positiva comprovadamente eficazes [64] são utilizadas nesses tipos de estruturas e injetam um sinal proporcional a variação de tensão ou frequência, na corrente de eixo direto e/ou quadratura do controlador de corrente para detecção do ilhamento.

Nesse trabalho, o controle da GD apresentado no Capítulo 4, é baseado na sintetização de tensão para compensação de distorções harmônicas no PAC e controle da potência ativa e reativa injetada na rede de distribuição. Assim, no momento em que a rede de distribuição é desconectada da GD e o desbalanço de potência ativa e reativa entre a GD e a rede é nulo ou próximo disso, o inversor é capaz de fornecer toda a potência ativa e reativa que as cargas conectadas na ilha demandam e ainda controlar a tensão no PAC. Logo, em função desses fatores, as técnicas passivas não são eficientes nesse tipo de situação e apresentam uma grande *NDZ*. Esse fato remete ao elevado atraso na detecção do ilhamento.

O diagrama utilizado para as simulações computacionais, conforme mostrado na Figura 4.1 (Capítulo 4), foi projetado em referencial estático (coordenadas $\alpha\beta$). Portanto, visando uma abordagem para implementação da proteção anti-ilhamento serão utilizados métodos ativos com realimentação positiva em que o sinal de realimentação das técnicas será inserido em cada uma das fases das referências de tensão do controle do inversor (coordenadas abc). E posteriormente, as referências de tensão serão transformadas em coordenadas $\alpha\beta$ e adicionadas no controlador de tensão do inversor de potência. Baseando-se no projeto do controle de potência do item 4.6 (Capítulo 4), as referências de tensão para fases A, B e C são definidas de acordo com (19).

De acordo com a análise do fluxo de potência realizado em [36] é possível afirmar que a variação de potência reativa (ΔQ) é susceptível a ΔV . E que a variação de potência ativa (ΔP) é sensibilizada por $\Delta\beta$. Portanto, a realimentação positiva resultante das técnicas deverá ser

adicionada em um desses parâmetros das referências de tensão. Nesse contexto, neste capítulo, serão apresentadas técnicas ativas em tensão e frequência que utilizam um sinal de realimentação positiva para detecção de ilhamento, baseadas em técnicas conhecidas na literatura.

7.1 Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Fixo (DFGF)

O método de desvio de frequência com o ganho fixo proposto nessa seção, foi baseado na técnica *Sandia Frequency Shift (SFS)* criada pela *Sandia National Laboratories (SNL)* [52][55][65]. A *SFS* é uma extensão do método *AFD* com adição de uma realimentação positiva no controle de frequência do inversor como mecanismo para acelerar o desvio em relação à frequência nominal de operação em modo ilhado. Baseando-se na técnica citada anteriormente, a realimentação positiva da técnica de DFGF é aplicada sobre o controle do inversor.

O sinal de saída da técnica, β_{DFGF} , pode ser representado pela equação (30).

$$\beta_{DFGF} = c_0 + k_{FF} (\omega_{PLL} - \omega_{ref}) \quad (30)$$

Em que a diferença entre a frequência da rede (ω_{PLL}) e a frequência de referência (ω_{ref}) gera um erro, que compõe a saída β_{DFGF} . Esse erro é intensificado pelo ganho fixo em frequência da técnica (k_{FF}). O termo c_0 é a fração inicial do distúrbio que pode ser considerado como um ganho adicionado para acelerar a detecção quando o erro for nulo.

O sinal β_{DFGF} é adicionado no ângulo de defasagem ($\Delta\beta$) que compõe a definição de referência de tensão em (19), de forma a produzir uma variação de potência ativa (ΔP) significativa quando há uma perturbação na frequência da rede. A Figura 7.1 ilustra a sequência de eventos com a alteração do ângulo ($\Delta\beta$).

Figura 7.1- Sequência de eventos com a alteração de $\Delta\beta$.

O funcionamento do método DFGF aplicado ao controle da GD é mostrado pelo diagrama da Figura 7.2 em que a planta possui representação unifilar e simplificada.

Figura 7.2- Diagrama da técnica DFGF.

Na ocorrência do ilhamento, a variação resultante da interação do erro de frequência e do ganho da técnica cresce até valores que sejam suficientes para alterar a frequência e tensão da GD até que alcancem os limites estabelecidos no algoritmo de conexão (funcionam como relés de sobre/sub frequência e sobre/sub tensão). A partir do relatado, o inversor identifica a contingência e altera sua estrutura de controle para o modo isolado da rede de distribuição de forma que o mesmo deve controlar a tensão e a frequência na ilha.

É importante frisar que a realimentação da técnica DFGF é proporcional a variação de frequência ($\Delta\omega = \omega_{PLL} - \omega_{ref}$) e ao ganho de realimentação da mesma. Portanto, qualquer variação de frequência do sistema de distribuição é reforçada, de modo a amplificar o distúrbio inserido na GD, afetando a QEE da mesma.

7.2 Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Variável (DFGV)

A ideia central desse método é o aperfeiçoamento da técnica DFGF com o objetivo de minimizar os distúrbios inseridos na GD e garantir uma rápida detecção em diferentes pontos de

operação da GD. Dessa forma, é proposta uma técnica de Desvio de Frequência com Ganho Variável (DFGV) através de uma implementação simples e que atenda aos requisitos de tempo de detecção impostos pelos padrões nacionais e internacionais. No caso crítico de detecção em que o desbalanço de potência entre a GD e rede é próximo de zero ($\Delta P \cong 0$ e $\Delta Q \cong 0$), o método implementado deve oferecer um desempenho semelhante à técnica DFGF.

Assim como na técnica DFGF, a realimentação positiva do método proposto (β_{DFGV}) é inserida diretamente no ângulo de defasagem ($\Delta\beta$) de modo a produzir uma variação de potência ativa, quando há perturbação na frequência da rede ω_{PLL} em relação a uma frequência de referência ω_{ref} .

A Figura 7.3 ilustra o funcionamento do método DFGV aplicado ao controle da GD.

Figura 7.3- Diagrama da técnica DFGV.

O sinal de saída da técnica, β_{DFGV} , pode ser representado por (31).

$$\beta_{DFGV} = c_0 + k_{FV} (\omega_{PLL} - \omega_{ref}) \quad (31)$$

Assim, quando a variação de frequência $\Delta\omega$ e o ganho de realimentação em frequência variável (k_{FV}) produzem distúrbios, os mesmos são adicionados na estrutura de controle do VSI. E de forma semelhante ao que ocorre na técnica anterior, o distúrbio gerado será acentuado até que extrapolem os limites de frequência ou tensão impostos pelas normas internacionais. Assim, o inversor é capaz de detectar o ilhamento através do algoritmo de conexão (relés) e alterar seu modo de operação.

Porém, essa técnica foi projetada com o intuito de diminuir a injeção de distúrbios em situações desnecessárias, como exemplo, variações de frequência comuns no funcionamento da GD (manobra de cargas) e ilhamentos de fácil detecção (com potência remanescente na ilha).

Portanto, para a confecção da técnica foi considerado um ganho de realimentação em frequência dinâmico (k_{FV}), em que esse ganho é inversamente proporcional ao desbalanço de potência na GD (ΔP) e dependente da potência de referência do controle do inversor (P_{ref}).

7.2.1 Projeto do Ganho Variável da Técnica DFGV

Considerando-se as características P - ω e Q - V do sistema de potência é ilustrado o circuito da Figura 7.4.

Figura 7.4- Fluxo de potência entre duas barras.

Dessa forma, a potência entre as barras 1 e 2 é definida pelo desenvolvimento (32).

$$\begin{aligned}
 S = P + jQ &= VI^* = V \left(\frac{V - V_{rede}}{Z_{L_s}} \right)^* \\
 &= V \left(\frac{V e^{j\beta} - V_{rede}}{Z_{L_s} e^{j\theta}} \right) \\
 &= \frac{V^2}{Z_{L_s}} e^{j(\theta+\beta)} - \frac{VV_{rede}}{Z_{L_s}} e^{j\theta}
 \end{aligned} \tag{32}$$

Considerando que a resistência da linha é desprezível, pode se assumir que a impedância Z_{L_s} possui apenas reatância indutiva, ou seja, $Z_{L_s} = X_{L_s} \angle 90^\circ$. Assim, as potências ativas e reativas podem ser reescritas pelas equações (33) e (34) já mostradas anteriormente em (16) e (17).

$$P = \frac{VV_{rede}}{X_{L_s}} \sin \beta \quad (33)$$

$$Q = \frac{V^2 - VV_{rede} \cos \beta}{X_{L_s}} \quad (34)$$

Para o projeto do ganho dinâmico k_{FV} da técnica em frequência DFGV analisa-se a derivada parcial da potência ativa P em relação ao ângulo de defasagem por β em (35), com intuito de obter a equação da variação de potência ativa (ΔP) em relação a β .

$$\frac{\partial P}{\partial \beta} = \frac{VV_{rede}}{X_{L_s}} \cos \beta \quad (35)$$

Considerando um ângulo β próximo de zero utiliza-se a aproximação trigonométrica ($\cos \beta \cong 1$) e obtém-se a variação de potência ativa ou desbalanço de potência ativa (ΔP), através de (36).

$$\Delta P = \frac{VV_{rede}}{X_{L_s}} \Delta \beta \quad (36)$$

Deseja-se uma técnica de detecção de ilhamento na qual o ganho de realimentação da técnica k_{FV} seja inversamente proporcional a variação de potência (ΔP) como pode ser visualizado em (37).

$$k_{FV} = \frac{1}{\Delta P} = \frac{X_{L_s}}{VV_{rede} \Delta \beta} \quad (37)$$

Assim, a técnica de detecção de ilhamento funcionará, dinamicamente, alterando o valor da saída de realimentação positiva do método para diferentes valores de potência injetada na rede. O sinal de saída da técnica irá maximizar o distúrbio inserido na situação de difícil

detecção ($\Delta P \cong 0$ e $\Delta Q \cong 0$) e diminuí-lo na medida em que cresce a variação de potência entre a GD e a rede de distribuição ($\Delta P \neq 0$). Entretanto, quando existe um mínimo desbalanço de potência entre a GD e a rede, o mesmo se torna detectável dentro do tempo estipulado apenas com técnicas passivas, tornando a realimentação do método desnecessária.

Porém, com a utilização de (37), se ΔP for próximo de zero ou nulo, a saída da técnica será infinita tornando-a inviável para implementação computacional. Além disso, não é possível regular a faixa de atuação e os valores de realimentação máximos e mínimos da técnica de detecção de ilhamento.

Dessa forma, com o intuito de aprimorar a ideia inicial de projeto, o ganho de realimentação k_{FV} é obtido em função do desbalanço de potência ativa do sistema de GD (ΔP), da potência de referência (P_{ref}) do controle do VSI, de um ajuste a e de um ganho máximo k_{FVmax} , conforme mostrado em (38) e (39).

Se o desbalanço de potência é positivo, ou seja, a potência entregue pelo inversor excede a potência consumida pela carga local e, portanto, há um fluxo de potência positivo e diferente de zero para a rede de distribuição ($\Delta P \geq 0$) então é utilizada (38).

$$k_{FV} \cong \frac{2k_{FVmax}}{(1 + e^{(a(P_{ref} + \Delta P)})} \quad (38)$$

Se o desbalanço de potência é negativo, ou seja, a potência entregue pelo inversor é inferior a potência consumida pela carga local e, portanto, há um fluxo de potência negativo e diferente de zero para a GD ($\Delta P < 0$) então é utilizada (39).

$$k_{FV} \cong \frac{2k_{FVmax}}{(1 + e^{(-a(-P_{ref} + \Delta P)})} \quad (39)$$

A P_{ref} em (38) e (39) equivale a potência ativa de referência da GD que deve ser entregue a rede de distribuição e é estabelecida no sistema de controle do inversor com um valor fixo. Essa potência na prática é estabelecida em contrato com a concessionária de energia responsável pela rede de distribuição com um valor fixo, mas pode variar durante o dia (se especificado no contrato). A potência real processada pelo controle de potência ativa da GD ou variação de potência ativa (ΔP) deve seguir P_{ref} com a maior fidelidade possível quando a GD está em

regime permanente, porém a mesma está sujeita a oscilações no caso de manobras de acionamento/desligamento de cargas.

No projeto da técnica de detecção de ilhamento, a P_{ref} é utilizada para diferenciar a situação de entrada/saída de cargas em relação a contingência do tipo ilhamento em que a GD está em regime permanente. Essa distinção é realizada através da Tabela 9.

Tabela 9-Distinção da técnica DFGV entre ilhamento e manobra de cargas.

Ilhamento	Entrada/Saída de Carga
$P_{ref} = \Delta P$	$P_{ref} \neq \Delta P$

Quando há potência injetada na rede ($P_{ref} > 0$) e ocorre o acionamento de uma carga, é garantido através de (38) e (39) que a variação de potência da GD não atinja um valor nulo ou próximo de zero, ou seja, assegura-se que ganho variável k_{FV} não atinja um valor elevado ou máximo. A Figura 7.5, mostra o ganho de realimentação da técnica k_{FV} em função da variação de potência de -1 a 1 kW. Os ajustes dos parâmetros da técnica foram fixados com k_{FVmax} igual a um, e a igual a quatro.

Figura 7.5- Comportamento do ganho k_{FV} em relação a variação da potência P_{ref} e ΔP com $a = 4$.

Quando P_{ref} é igual a ΔP a GD está em regime permanente, ou seja, está injetando ou consumindo uma potência constante da rede de distribuição, sendo que para a curva ilustrada pela cor vermelha relata-se o comportamento do ganho variável no caso crítico detecção do ilhamento ($P_{ref} \cong \Delta P \cong 0$), verificando que ao ocorrer o ilhamento, o ganho de realimentação k_{FV} é máximo. No caso de acionamento ou desligamento de cargas P_{ref} é maior ou menor do que ΔP e ocorre um decaimento da curva analisada, diminuindo-se o ganho k_{FV} em função do

aumento da variação de potência referente ao consumo da carga e, consequentemente, diminuindo o distúrbio inserido na GD nesse instante.

Para as demais cores das curvas expostas na Figura 7.5, há potência injetada na rede de distribuição ($P_{ref} \neq 0$). Na situação de ilhamento, nota-se que o ganho k_{FV} decresce com a injeção de potência na rede de distribuição (pontos na cor azul, verde e roxo), evitando um sinal de realimentação elevado quando a GD possui a capacidade de detecção apenas por técnicas passivas. Devido à variação de potência transitória da GD (referente a manobra de acionamento/desligamento de cargas), o ganho k_{FV} nunca alcança o seu valor máximo, variando apenas com a potência da carga acionada e com o desbalanço de potência ativa da GD.

A Figura 7.6 ilustra o comportamento da técnica para diferentes valores de aceleração (a) em relação a ΔP . A constante a é necessária para regulagem da velocidade da dinâmica do ganho k_{FV} quando há variação de potência ΔP da GD. Para plotagem do gráfico, considerou-se P_{ref} igual a zero e a variando entre os valores 2, 4 e 8. Nota-se que quanto maior a constante a mais rápida será a dinâmica do ganho k_{FV} .

Figura 7.6- Comportamento do ganho k_{FV} em relação a variação de potência ativa e a escolha da constante a com $P_{ref} \cong 0$.

7.3 Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF)

O método de deslocamento de tensão para proteção anti-ilhamento foi baseado na técnica conhecida como *Sandia Voltage Shift (SVS)* proposto por um grupo da SNL [52][65][66]. Na técnica convencional o SVS relaciona a potência ativa injetada pelo inversor e a sua tensão terminal.

Porém, a técnica de Desvio de Tensão com Ganho fixo (DTGF) aplicada no sistema proposto, relaciona a variação de potência reativa (ΔQ) entre a GD e a rede e a amplitude da tensão fornecida a rede (v_{rede}). Essa relação é justificada pelo estudo do fluxo de potência realizado em [36]. Dessa forma, o sinal de saída da técnica (V_{DTGF}) é aplicado diretamente sobre o controle de potência reativa do inversor, especificamente no termo de correção de amplitude da GD (ΔV) que compõe as referências de tensão do sistema. Essa interação resulta em uma variação de potência reativa significativa quando há uma perturbação na tensão da rede, conforme mostrado na Figura 7.7.

Figura 7.7- Sequência de eventos com a alteração de ΔV .

A Figura 7.8 ilustra o funcionamento do método DTGF aplicado ao controle da GD.

Figura 7.8- Diagrama de funcionamento da técnica DTGF.

O sinal de saída da técnica, V_{DTGF} , pode ser representado pela equação (40).

$$V_{DTGF} = c_0 + k_{TF} (v_{rede_rms} - v_{rede_ref_rms}) \quad (40)$$

Considerando que a diferença entre a tensão da rede (v_{rede_rms}) e a tensão de referência ou nominal da rede ($v_{rede_ref_rms}$) introduz um erro que é realimentado via o controle da GD. Esse erro é intensificado pelo ganho de tensão fixo da técnica (k_{TF}).

No instante da formação da ilha, o conversor detecta uma pequena redução ou elevação na amplitude da tensão ou frequência da rede, de forma que a realimentação da técnica reforça o sentido da tensão imposta, até que os parâmetros de tensão estabelecidos no algoritmo de conexão sejam alcançados, ocasionando a abertura do relé e a detecção do ilhamento.

Esse método independe do fator de qualidade das cargas devido ao fato de não trabalhar com desvios de frequência.

7.4 Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV)

A técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV) é uma variação do método DTGF que modifica a saída de realimentação da técnica através do cálculo de um ganho de realimentação variável k_{TV} . A técnica DTGV, assim como a DFGV, tem o objetivo de diminuir os distúrbios inseridos no controle do inversor.

O sinal de saída da técnica (V_{DTGV}) também é adicionado no termo de correção de amplitude (ΔV) alterando a potência reativa da GD quando existe um desvio na tensão da rede.

O sinal V_{DTGV} , é retratado em (41).

$$V_{DTGV} = c_0 + k_{TV} (v_{rede_rms} - v_{rede_ref_rms}) \quad (41)$$

Em que a diferença entre a tensão da rede (v_{rede_rms}) e a tensão de referência ou nominal da rede ($v_{rede_ref_rms}$) introduz um erro que é realimentado no controle. Esse erro é intensificado pelo ganho de tensão variável da técnica.

A Figura 7.9 exemplifica o funcionamento do método DTGV aplicado ao controle da GD.

Figura 7.9- Diagrama de funcionamento da técnica DTGV.

7.4.1 Projeto do Ganho Variável da Técnica DTGV

Conforme as características $P-\omega$ e $Q-V$ do sistema de potência expostas em 7.2.1 e considerando a potência reativa média (34), propõe-se o ganho variável k_{TV} .

Para o projeto do ganho k_{TV} realiza-se a derivada parcial da potência reativa (Q) em relação a tensão da GD (V) em (42).

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = \frac{2V - V_{rede}}{X_{L_s}} \cos \beta \quad (42)$$

Para um ângulo β pequeno utiliza-se a aproximação trigonométrica ($\cos \beta \cong 1$) e obtém-se a variação de potência reativa ou desbalanço de potência reativa (ΔQ), por meio de (43).

$$\Delta Q = \frac{2V - V_{rede}}{X_{L_s}} \Delta V \quad (43)$$

Estima-se um método anti-ilhamento em que ganho de realimentação positiva da técnica k_{TV} seja, inversamente, proporcional a variação de potência (ΔQ). Esse comportamento pode ser observado em (44). Portanto, quanto maior a variação de potência reativa na GD, menor será o ganho k_{TV} e consequentemente mais baixo será o distúrbio inserido no controle de potência do inversor.

$$k_{TV} = \frac{1}{\Delta Q} = \frac{X_{Ls}}{2V - V_{rede} \Delta V} \quad (44)$$

Devido ao fato da injeção de potência reativa para a rede de distribuição não ser comercializável, supõe-se que a potência reativa de referência (Q_{ref}) seja zero, ou seja, não existe potência reativa injetada na rede de distribuição quando o sistema está em regime permanente. Então, se houver uma carga conectada no sistema que demande uma parcela de potência reativa, o sistema de controle de potência do inversor conseguirá suprir a potência solicitada por ela. Porém, a potência reativa real gerada pelo controle de potência reativa do inversor irá variar em momentos transitórios de manobras de cargas. Por isso, o ganho k_{TV} é projetado para diminuir o distúrbio adicionado no controle do inversor durante esses eventos. Em vista disso, o ganho de realimentação k_{TV} é obtido em função da variação de potência reativa (ΔQ), de um ajuste da constante b e de um ganho máximo k_{TVmax} , conforme mostrado em (45) e (46).

Se a variação de potência reativa é positiva ou igual a zero ($\Delta Q \geq 0$) então é utilizada (45).

$$k_{TV} \cong \frac{2k_{TVmax}}{(1 + e^{(b(\Delta Q))})} \quad (45)$$

Se a variação de potência reativa é negativa ($\Delta Q < 0$) então é utilizada (46).

$$k_{TV} \cong \frac{2k_{TVmax}}{(1 + e^{(-b(\Delta Q))})} \quad (46)$$

A distinção entre ilhamento e manobra de carga da técnica DTGV é realizada através da Tabela 10.

Tabela 10-Distinção da técnica DTGV entre ilhamento e manobra de cargas.

Ilhamento	Entrada/Saída de Carga
$\Delta Q=0$	$\Delta Q \neq 0$

A constante b é necessária para regulagem da velocidade da dinâmica do ganho k_{TV} quando há variação de potência ΔQ da GD.

A Figura 7.10 ilustra o comportamento da técnica para diferentes constantes b em relação a ΔQ . Esse comportamento é semelhante ao da técnica DFGV quando $P_{ref} = 0$. Nota-se que quanto maior a constante b mais rápida será a dinâmica do ganho k_{TV} .

Portanto quando ocorre a entrada/saída de cargas Figura 7.10, ou seja, quando há uma variação positiva ou negativa de ΔQ ocorre a redução do ganho k_{TV} e, consequentemente, a atenuação dos distúrbios inseridos no sistema de controle da GD.

Figura 7.10- Comportamento do ganho k_{TV} em relação a variação de potência reativa e a escolha da constante b .

7.5 Considerações Finais do Capítulo 7

Nesse capítulo foram apresentadas técnicas de detecção de ilhamento ativas com realimentação positiva em frequência e tensão.

Primeiramente foram explorados métodos anti-ilhamento fundamentados em técnicas conhecidas na literatura. Essas técnicas possuem ganhos de realimentação fixos e, portanto, inserem distúrbios da GD proporcionais a variações de frequência e tensão do sistema (técnicas DFGF e DTGF, respectivamente).

Para reduzir a injeção de distúrbios no sistema de controle da GD com o compromisso em relação ao tempo de detecção, foram projetadas técnicas em tensão e frequência que possuem o mesmo princípio de operação das técnicas anteriores, porém é considerado um ganho de realimentação positiva variável. Esse ganho é calculado de modo que alcance um valor máximo

ou elevado em casos de difícil detecção e diminua com o crescimento do desbalanço de potência ativa e reativa da GD. Dessa forma, as técnicas funcionam dinamicamente já que diminuem a inserção de distúrbios com o acréscimo da potência remanescente na GD no instante do ilhamento. As saídas dos métodos também são reduzidas no caso de manobras de cargas do sistema, pois ocorre uma variação de potência ativa e reativa nesses instantes.

8. Simulações Computacionais das Técnicas de Detecção Anti-ilhamento

No presente capítulo são abordados os resultados referentes à implementação das técnicas de detecção de ilhamento propostas no Capítulo 7 e aplicadas no sistema de GD simulado no *software* PSIM visto no Capítulo 5. Igualmente a implementação do sistema de controle da GD, os métodos de proteção anti-ilhamento serão escritos em linguagem C++ no bloco que representa o *DSP* no PSIM.

Os procedimentos para validação das técnicas anti-ilhamento são normatizados por padrões como a IEEE Std 1547.1 [59], IEEE Std 929 [8] e ABNT NBR IEC 62116 [61]. De acordo com as normas, as simulações computacionais devem ser realizadas utilizando uma carga RLC com fator de qualidade igual a 1 para as referências [59] e [61] e 2,5 para a norma referente à [8], e com frequência de ressonância da carga próxima à da GD [8] [59] [61].

Entretanto, devido à implementação dos controladores ressonantes para o controle da tensão no PAC na planta, não é possível utilizar a carga RLC para os testes dos métodos de detecção de ilhamento. Isso ocorre porque a frequência de ressonância da carga RLC é igual à frequência fundamental da rede de distribuição, então há uma interação entre o controlador PR e a carga de característica ressonante, resultando na ultrapassagem dos limites de QEE estabelecidos por norma [29]. A partir da análise do sistema conectado à carga RLC no item 5.5 (Capítulo 5), com a extensão do tempo de simulação é verificada a ocorrência de uma alta distorção harmônica total da forma de onda de tensão, impossibilitando a utilização da mesma. Portanto, para os testes realizados foi utilizada uma carga linear de impedância constante que consome 1,0 kW.

Os limites de tensão, frequência e tempo de detecção foram estabelecidos pelos padrões internacionais IEEE Std 1547.1 [59], IEEE Std 929[8] em que os parâmetros normatizados são em sua maioria mais sensíveis às variações do sistema.

Nos testes de desempenho das técnicas de detecção de ilhamento aplicadas, foi definido que a rede fosse conectada em 0,4 s, a carga em 4 s, enquanto que o sistema de GD fosse isolado

da rede de distribuição em 8 s. Esses tempos foram estabelecidos com o objetivo de alcançar o menor erro de transferência de potência possível.

Com o objetivo de demonstrar a injeção de distúrbios no sistema de controle da GD, são realizadas manobras na rede de distribuição com quatro diferentes tipos de cargas: impedância constante, MIT, retificador trifásico não controlado e RLC. Essas análises foram realizadas para todas as técnicas ativas expostas no Capítulo 7.

Este tipo de manobra é comum em redes de distribuição e são exploradas no intuito de observar o comportamento das técnicas nesses instantes. A carga linear de impedância constante é a mesma utilizadas nos testes de ilhamento (12,14 Ω /fase). Para carga não linear do tipo retificador trifásico não controlado considerou-se os parâmetros RC de 60 Ω e 1,0 mF, respectivamente, e consumo de 0,76 kVA. As características do MIT são mostradas na Tabela 4 do Capítulo 5 e os parâmetros da carga RLC são expostos na Tabela 11.

Tabela 11-Parâmetros da carga RLC para os testes de injeção de distúrbios.

<i>Nº de Fases</i>	<i>R_L[Ω]</i>	<i>L_L(mH)</i>	<i>C_L(μF)</i>	<i>f_r(Hz)</i>	<i>Q_f</i>
3	12,146	12,889	545,95	60	2,5

8.1 Resultados Obtidos da Implementação das Técnicas Passivas de Sub/Sobre tensão e Sub/Sobre Frequência

A primeira análise verifica a capacidade de técnicas passivas do tipo Sub/Sobre tensão e Sub/Sobre frequência de detectar a contingência do tipo ilhamento dentro dos limites de tempo estipulados pelos padrões internacionais IEEE Std 1547.1 [59], IEEE Std 929[8], quando o fluxo de potência ativa e reativa para a rede de distribuição é próximo de zero (caso crítico de detecção).

O método de detecção de sub ou sobre tensão e sub ou sobre frequência foram aplicados no algoritmo de controle da conexão da GD (funcionando como relés de variações de tensão e frequência). Assim, no momento em que a amplitude ou frequência da rede estejam fora dos limites especificados pelas normas IEEE Std 1547.1 e, IEEE Std 929 [8], o inversor detecta o ilhamento e altera o seu modo de operação de conectado para isolado da rede de distribuição.

A Figura 8.1 ilustra o momento da detecção do ilhamento quando o desbalanço de potência entre o inversor e a carga é próximo de zero. É verificado que o tempo de detecção fica extremamente acima do fixado pelos padrões internacionais (2,0046 s ou 2004,6 ms). A frequência irá sofrer desvios gradativos devido ao comportamento decrescente do algoritmo *PLL*

que perde a referência de tensão da rede de distribuição e dos valores divergentes entre a potência gerada pelo inversor e a demanda de potência consumida pelas cargas conectadas na ilha.

Figura 8.1- Detecção do ilhamento por sub frequência para ΔP e $\Delta Q \approx 0$.

Figura 8.2- Detecção do ilhamento por sobre frequência para $\Delta P > 0$.

A Figura 8.2 mostra a detecção do ilhamento por sobre frequência para diferentes desbalanços de potência ativa. Essa análise é realizada com o intuito de verificar o momento em que a planta possui a capacidade de detectar a contingência utilizando as técnicas passivas. É observado através da ilustração, que para um desbalanço de potência a partir de 1,6 kW, as técnicas passivas detectam o ilhamento por sobre frequência dentro do tempo estipulado de seis ciclos pelo padrão IEEE Std 929 e o tempo de dez ciclos para a norma IEEE Std 1547.1 [8][59].

Porém, quando há excedentes de potência na ilha inferiores a esse valor, as técnicas por sub/sobre tensão e sub/sobre frequência podem não ser aptas à detecção do ilhamento em tempo hábil. Para o ponto de operação de desbalanço de 1,4 kW o tempo de detecção de 125 ms por

sobre frequência satisfaz apenas a norma IEEE Std 1547.1 [59] e para a variação de potência de 1,0 kW o tempo de detecção por sobre frequência não se adequa a nenhum dos padrões internacionais [8] [59].

As considerações anteriores demonstram e reforçam a necessidade da aplicação de técnicas ativas para a detecção do ilhamento na GD utilizada tanto para o desbalanço de potência igual ou próximo a zero, quanto em outros pontos de operação do sistema.

8.2 Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Fixo (DFGF)

Nesse ensaio é utilizada técnica de detecção de ilhamento DFGF, explicitada no Capítulo 7, e aplicada no sistema de controle da GD proposto no trabalho.

Os resultados do método são mostrados a partir da Figura 8.3, que apresenta a frequência do PAC para diferentes ganhos k_{FF} com $\Delta P \cong 0$ e $\Delta Q \cong 0$. Pode ser observado que na medida em que o ganho k_{FF} aumenta, o tempo de detecção do ilhamento diminui, por exemplo, para um ganho k_{FF} de 0,4 o tempo de detecção é de 9,13 ms e para um ganho k_{FF} de 0,06 o tempo de detecção é estendido para 50,65 ms. Para os ganhos k_{FF} inferiores 0,02, a técnica não é capaz de detectar dentro dos padrões internacionais exigidos em [8] e [59].

Figura 8.3- Frequência no PAC no momento do ilhamento para ΔP e $\Delta Q \cong 0$.

A partir da análise anterior, são exibidos os resultados referentes a injeção de distúrbios no sistema de controle da GD. Na Figura 8.4 é mostrada a forma de onda da tensão da rede no momento do ilhamento na situação em que ΔP e ΔQ são próximos de zero. Com a seleção de um ganho $k_{FF}=0,4$, é possível verificar a degradação da forma de onda de tensão devido a injeção de um distúrbio elevado alcançando o DHT_v de 15,943% para a Fase A.

Figura 8.4- Tensão da rede de distribuição para Fase A no momento do ilhamento com e sem a injeção de um distúrbio com ganho $k_{FF}=0,4$.

Em seguida, é realizada uma análise mais profunda sobre o comportamento da técnica através da Figura 8.5, em que é exibido o tempo de detecção em relação ao desbalanço de potência do sistema de GD com diferentes ganhos do método. O ganho k_{FF} foi alterado de 0,02 a 0,4 acompanhando o desbalanço de potência que varia de 0 a 8 kW.

Figura 8.5- Tempo de detecção do ilhamento *versus* ΔP com diferentes ganhos k_{FF} .

Tal estudo foi realizado com o objetivo de verificar o funcionamento da técnica para diferentes ganhos, considerando a variação de potência proveniente de uma fonte alternativa de energia que poderia estar conectada ao sistema de GD. Como exemplo, um módulo fotovoltaico em que sua eficiência é dependente das condições climáticas, variação da luz solar e sombreamento causado por árvores, edifícios ou nuvens.

Quando existe um desbalanço de potência no momento do ilhamento, o sistema de GD torna-se instável, pois há uma potência remanescente no mesmo. Portanto, quanto maior o fluxo de potência sobressalente na ilha, mais rápida é a detecção da técnica pois a mesma reforça o comportamento natural de desequilíbrio dos parâmetros da GD. Esse fato pode ser visto pela tendência do gráfico na Figura 8.5.

Quando a carga consome toda a energia proveniente da fonte CC, ou seja, quando o fluxo de potência entregue à rede é zero ou próximo a esse valor não há um excesso de potência no sistema isolado (caso crítico de detecção). Nesse cenário, na Figura 8.5, a técnica DFGF detecta o ilhamento dentro dos padrões exigidos em [8] e [59] para os ganhos iguais a 0,06, 0,1 e 0,4 (50,47, 31,55 e 9,8 ms, respectivamente). Para um ganho igual ou inferior a 0,02 a técnica não é capaz de detectar o ilhamento dentro das normas impostas.

Agora é demonstrada a injeção de distúrbios no sistema de GD quando são acionados diferentes tipos de carga. Esse estudo tem o objetivo de verificar a influência da inserção da realimentação positiva da técnica na variável de controle afetada pela mesma. Dessa forma, são analisadas a entrada de cargas do tipo impedância constante e o MIT, nos instantes de 3 s e 4 s, respectivamente, na Figura 8.6. E do retificador trifásico não controlado e da carga RLC também nos instantes de 3 s e 4 s, respectivamente, na Figura 8.7. A partir disso é exibido o impacto refletido no ângulo de defasagem entre as tensões da GD.

Figura 8.6- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT e diferentes k_{FF} .

Figura 8.7- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo retificador não controlado e RLC para e diferentes k_{FF} .

Evidencia-se nessa análise a variação do valor de referência do controlador de potência ativa sem a realimentação da técnica ($k_{FF} = 0$) em relação a seleção de diferentes ganhos k_{FF} na proteção anti-ilhamento. É notável quanto maior o ganho k_{FF} , mais relevante será desvio do ângulo $\Delta\beta$ independente da carga acionada.

Nas Figura 8.6 e Figura 8.7 é observado que para o ganho mais elevado ($k_{FF} = 0,8$), o desvio no ângulo de defasagem pode alcançar valores maiores do que 50% em relação a referência, como é o caso da variação de $\Delta\beta$ no acionamento da carga RLC que sem o distúrbio atinge o valor de 0,05 rad e com o distúrbio excessivo chega a 0,18 rad.

8.3 Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Variável (DFGV)

Nesse tópico são analisadas as simulações referentes a técnica DFGV implementada no sistema de controle da GD. Esses resultados têm como objetivo mostrar as vantagens da obtenção de um ganho variável k_{FV} .

A Figura 8.8 ilustra o momento da detecção do ilhamento pela frequência no PAC com diferentes ganhos k_{FV} e $\Delta P \cong 0$ e $\Delta Q \cong 0$. Destaca-se que assim como na técnica DFGF, o tempo de detecção do ilhamento decresce com o aumento do ganho k_{FV} . É possível observar que a técnica de ganho variável possui tempos de detecção semelhantes à técnica de ganho fixo. E assim como a técnica anterior, os ganhos de 0,4, 0,1 e 0,06 se adequam ao tempo de detecção estipulado pelas normas internacionais [8] e [59].

Figura 8.8- Frequência no PAC no momento do ilhamento para ΔP e $\Delta Q \cong 0$ para técnica DFGV.

Porém existe um pequeno atraso de detecção da técnica, como exemplo, para o ganho fixo k_{FF} de 0,4 o tempo de detecção é 9,13 ms e para o mesmo valor de ganho variável k_{FV} , o tempo de detecção do ilhamento alcança 9,15 ms. Esse fato ocorre devido ao ganho k_{FV} ser inversamente proporcional ao fluxo de potência ativa injetada na rede que é próximo de zero, mas não exatamente nulo, ou seja, quanto maior o ΔP menor será o ganho k_{FV} e maior será o tempo de detecção de ilhamento pelo relé de frequência.

Para as simulações computacionais iniciais da técnica DFGV foi estabelecido um ganho variável máximo k_{FVmax} de 0,4 e uma constante a de 70. A potência de referência fixa P_{ref} foi alterada de modo a verificar o comportamento do ganho variável k_{FV} em relação ao desbalanço de potência ativa ΔP , conforme indicado na Figura 8.9. Essas simulações foram realizadas com o intuito de examinar o comportamento do ganho variável k_{FV} em diferentes pontos de operação quando ocorre injeção de potência da GD na rede, sendo na situação de ilhamento ($P_{ref} = \Delta P$) ou na entrada ou saída de cargas ($P_{ref} \neq \Delta P$) na GD.

Através da Figura 8.9 é observado que para cada alteração da potência P_{ref} existe uma curva de funcionamento da técnica. Para situação de ilhamento, quanto maior P_{ref} , menor será o ganho k_{FV} do método e, consequentemente, menor será o distúrbio inserido na GD. Esse fato é desejável pois a partir de um desbalanço de 1,6 kW, o algoritmo de detecção consegue identificar o ilhamento dentro dos padrões normatizados por [8] e [59] apenas com técnicas passivas. No caso de manobras realizadas pelo acionamento e desligamento de cargas, o desbalanço de potência ativa (ΔP) irá variar transitoriamente e a P_{ref} (que é uma potência estipulada) se mantém fixa para cada curva analisada. Dessa forma, a técnica foi projetada de

forma que quanto maior a potência nominal da carga acionada, menor será o ganho k_{FV} , ou seja, se o desbalanço de potência no momento do acionamento de uma carga é elevado então o distúrbio inserido na GD é minimizado, nunca alcançando o seu valor máximo.

Figura 8.9- Comportamento da técnica DFGV com a variação de ΔP e P_{ref} .

O próximo teste foi realizado com o objetivo de comparar a técnica de ganho fixo com a de ganho variável no momento da contingência do tipo ilhamento com desbalanço de potência igual a 2 kW ($P_{ref} = \Delta P$). Na Figura 8.10, a rede de distribuição foi desconectada em 8 s, e partir dessa premissa expõe-se as saídas β e os tempos de detecção das técnicas DFGF e DFGV.

Figura 8.10- Saídas β da técnica DFGF e DFGV com $P_{ref} = \Delta P = 2$ kW.

Observa-se que para um mesmo valor de ganho máximo de 0,4 (k_{FVmax} e k_{FF}) há diferentes saídas das técnicas. E que a técnica DFGF tem uma saída superior ($\beta_{DFGF} = 1,3$ rad) em relação a técnica DFGV ($\beta_{DFGV} = 0,25$ rad) e, portanto, injeta um maior distúrbio no sistema de

controle da GD. É importante frisar que o tempo de detecção para a técnica de ganho variável, mesmo com uma saída menor, mantém-se dentro do estipulado pelos padrões internacionais ($t_{det}=11,10$ ms). A Figura 8.11 mostra o impacto das saídas das técnicas com o ganho fixo (β_{DFGF}) e variável (β_{DFGV}) na forma de onda da tensão da rede da fase A. Em que para a técnica DFGF resalta-se a deterioração da senoide alcançando um DHT_v de 16,598%. Já a tensão da rede com a influência da saída β_{DFGV} atinge um DHT_v de 2,979 %, o que causa um dano imperceptível a mesma.

Figura 8.11- Forma de onda da tensão da rede de distribuição na fase A com adição da técnica DFGF e DFGV.

A Figura 8.12, ilustra a variação do ganho k_{FV} em relação ao aumento do desbalanço de potência ativa da GD de 0 a 8 kW e da modificação do parâmetro de ganho máximo da técnica k_{FVmax} .

Figura 8.12- Variação do ganho k_{FV} versus ΔP com diferentes ganhos k_{FVmax} .

É observável que para cada incremento da potência injetada na rede de distribuição o ganho variável é minimizado e como resultado o distúrbio inserido no sistema de controle é progressivamente menor até tornar-se insignificante. A partir da potência entregue a rede de 3kW o ganho k_{FV} é ínfimo, e a técnica funciona como um método passivo de detecção.

Na Figura 8.13, visualiza-se o comportamento da técnica DFGV na situação de ilhamento nas mesmas situações da análise anterior, mas agora é verificado o tempo de detecção da mesma. Assim como a técnica de ganho fixo, o método DFGV possui tempos de detecção do ilhamento decrescentes e dependentes da variação do ganho de realimentação do método.

É observado que para um desbalanço de potência próximo de zero a técnica de ganho variável possui desempenho semelhante à de ganho fixo. Porém, com o incremento da potência entregue a rede, o método DFGV é mais lento devido ao comportamento declinante do ganho k_{FV} mostrado na Figura 8.12.

Figura 8.13- Tempo de detecção do ilhamento *versus* ΔP com diferentes ganhos k_{FVmax} .

No entanto, a dinâmica mais lenta da técnica é esperada já que a mesma insere um distúrbio descendente e que não amplifica situações de grande instabilidade do sistema como o ilhamento em que há potência injetada na rede. Destaca-se que mesmo com uma dinâmica limitada, a técnica é capaz de detectar o ilhamento dentro dos limites estabelecidos pelas normas internacionais [8] [59].

A próxima etapa de simulações foi realizada com o objetivo de demonstrar os distúrbios inseridos na GD com o acionamento de diferentes cargas ($P_{ref} = 0$ e $\Delta P \neq 0$) e diferentes ganhos k_{FVmax} , assim como mostrado para a técnica DFGF. Na Figura 8.14, foram acionadas as cargas do tipo impedância constante e MIT em 3 e 4 s, respectivamente. E na Figura 8.15

foram acionadas as cargas do tipo não linear e RLC em 3 e 4 s respectivamente. A partir desse momento foi analisado o impacto de diferentes saídas β_{DFGV} (com diferentes ganhos k_{FVmax}) no ângulo de potência ativa $\Delta\beta$. Na Figura 8.14 e Figura 8.15 é destacado que mesmo com o aumento do ganho k_{FVmax} de 0,4 para 0,8 não há impacto significativo no ângulo $\Delta\beta$ independente do tipo de carga considerada e, conseqüentemente, não existe efeito relevante no sistema de controle da GD quando comparado com a referência k_{FVmax} igual a zero. Como exemplo, o maior desvio do ângulo de defasagem percebido foi no acionamento da carga RLC Figura 8.15 em que o mesmo atingiu um pico negativo de -0,07 rad em relação a referência de 0.

Figura 8.14- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT e diferentes k_{FVmax} .

Figura 8.15- Injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD com a entrada das cargas do tipo retificador não controlado e RLC para e diferentes k_{FVmax} .

Na Figura 8.16 é ilustrada a diferença entre as técnicas DFGF e DFGV sendo considerado o mesmo ganho máximo ($k_{FF} = k_{FVmax} = 0,8$) para ambos os métodos. Pode ser verificado que para um ganho elevado, a técnica DFGF mostra um desvio positivo e negativo considerável do ângulo $\Delta\beta$ que alcança o valor de 0,15 rad e -0,1 rad para a carga do tipo impedância constante e 0,07 rad e -0,11 rad para o MIT, essa variação impacta diretamente no controle de potência ativa da GD. Porém, com a utilização de um ganho variável, o desvio para as mesmas cargas é reduzido pela metade, se aproximando da variação com a utilização de apenas de técnicas passivas ($k_{FF} = k_{FVmax} = 0$).

Figura 8.16- Comparação da injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD para as técnicas DFGF e DFGV para um ganho $k_{FF} = k_{FVmax} = 0,8$ com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT.

8.4 Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF)

Neste item são discutidos os resultados referentes a técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF). A primeira simulação foi realizada com o ganho k_{TF} igual a 0,02 e a constante b igual a 70. É verificado que no momento do ilhamento em 8 s de simulação, a técnica possui a capacidade de detecção pelo relé de sobretensão no tempo de 152,05 ms, conforme exibido na Figura 8.17.

Igualmente às simulações anteriores, quando o ilhamento é detectado há o chaveamento da GD, demonstrando que a mesma tem a capacidade de recuperação após o distúrbio e capacidade de operação ilhada. Salienta-se que não é possível relacionar os ganhos da técnica de

tensão aos das técnicas de frequência, pois há uma diferença na dinâmica das variáveis de entrada das técnicas que para frequência é o erro entre as frequências e para tensão é o erro entre as tensões.

Figura 8.17-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TF}=0,02$.

O próximo teste foi realizado com um ganho k_{TF} igual a 0,1, ilustrado na Figura 8.18.

Nessa figura observa-se uma redução do tempo de detecção para 118,18 ms. Apesar da redução, os resultados da técnica em tensão demonstram um aumento no tempo de detecção quando comparadas com o método de frequência e necessidade da utilização de ganhos elevados.

Figura 8.18-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TF}=0,1$.

Entretanto, para ganhos k_{TF} maiores que 0,2, o aumento da realimentação positiva da técnica causa instabilidade na GD, não sendo possível utilizá-los. Essa impossibilidade é

justificada pelo fato de que o distúrbio gerado pela técnica de tensão é adicionado diretamente na amplitude da tensão de referência da GD. Na Figura 8.19 verifica-se a instabilidade da forma de onda da tensão da GD da fase A após a adição do distúrbio com k_{TF} igual a 0,3 em 2 s de simulação e a entrada de uma carga linear de impedância constante em 4 s em que há oscilações de sobretensão e subtensão constantes.

Figura 8.19-Tensão da GD com a adição da técnica DTGF para $k_{TF}=0,3$.

A análise da injeção de distúrbios, relacionadas a manobras de entrada de cargas, para a técnica de tensão são expostas nas Figura 8.20 e Figura 8.21.

Figura 8.20-Injeção de distúrbios para técnica DTGF com o acionamento da carga do tipo impedância constante e MIT.

Figura 8.21- Injeção de distúrbios para técnica DTGF com o acionamento da carga do tipo retificador trifásico não controlado e RLC.

Assim como nas técnicas em frequência, é realizada a análise da variação do parâmetro de controle em que a realimentação positiva da técnica em tensão é adicionada. Por isso, é visualizado o termo de correção de amplitude da GD (ΔV), em relação ao acionamento de diferentes tipos de cargas com alteração dos ganhos k_{TF} da técnica. Os parâmetros das cargas são os mesmos utilizados nas simulações das técnicas em frequência do item 8.2 e 8.3.

Na Figura 8.20 foram acionadas as cargas do tipo impedância constante e MIT em 3 e 4 s, respectivamente. E na Figura 8.15 foram acionadas as cargas do tipo não linear e RLC também em 3 e 4 s respectivamente.

É possível afirmar que quanto mais elevado o ganho k_{TF} maior é o distúrbio inserido na amplitude da tensão de referência. Com análise das Figura 8.20 e Figura 8.15, observa-se que para um ganho k_{TF} igual a 0,1 já existe uma variação considerável em relação a amplitude de referência k_{TF} igual a 0 para todas as cargas exploradas. Com ganho k_{TF} igual a 0,3, o distúrbio inserido é muito elevado de forma que o sistema não possui a capacidade de recuperar a variação da tensão da GD.

8.5 Resultados Obtidos da Implementação da Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV)

A detecção do ilhamento através da técnica DTGV com um ganho $k_{TVmax}=0,02$ e constante b igual a 70, é representada pela Figura 8.22. A simulação foi realizada no caso crítico de detecção em que ΔP e ΔQ estão próximos de zero. Após a ocorrência do ilhamento, a técnica faz com que o relé de sobretensão atue em 156,42 ms. Esse resultado mostra que a técnica de

tensão com o ganho variável possui um desempenho semelhante à técnica DTGF no caso de difícil detecção do ilhamento com o mesmo ganho máximo escolhido.

Figura 8.22-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TVmax}=0,02$.

Na Figura 8.23, considera-se o ganho k_{TVmax} igual a 0,3 e constante b igual a 70. Com a utilização desses ajustes, o ilhamento foi detectado pelo relé de subtensão em 37,02 ms.

Através da Figura 8.24 em que é ilustrada a forma de onda da tensão da GD após a inserção da realimentação da técnica, comprovou-se que com a utilização de um ganho variável é possível utilizar um k_{TVmax} maior que na técnica de tensão com o ganho fixo. O método variável consegue minimizar o impacto do distúrbio na tensão da GD em oscilações tensão comuns no sistema, como a entrada da carga do tipo impedância constante em 4 s de simulação.

Figura 8.23-Tensão da rede de distribuição no instante do ilhamento para $k_{TVmax}=0,3$.

Figura 8.24- Tensão da GD no instante do ilhamento para $k_{TVmax} = 0,3$.

Para visualizar os distúrbios inseridos na GD foram simuladas as mesmas cargas referentes às análises das técnicas anteriores em que na Figura 8.25 foram acionadas as cargas do tipo impedância constante e MIT em 3 e 4 s, respectivamente. E na Figura 8.26 foram acionadas as cargas do tipo não linear e RLC também em 3 e 4 s, respectivamente. A partir da análise de ambos os gráficos é validado que mesmo com o aumento do ganho o desvio de tensão k_{TVmax} a técnica tem a capacidade de minimizar a injeção de distúrbios na variável de controle analisada com a variação da potência reativa da GD. Sendo que o maior desvio é no acionamento da carga RLC da Figura 8.26, que para o ganho k_{TVmax} igual a 0,3 atinge um pico negativo de -0,07.

Figura 8.25- Injeção de distúrbios na amplitude da tensão da GD para técnica DTGV com o acionamento da carga do tipo impedância constante e MIT e variação dos ganhos k_{TVmax} .

Figura 8.26- Injeção de distúrbios na amplitude da tensão da GD para técnica DTGV com o acionamento da carga do tipo retificador trifásico não controlado e RLC e variação dos ganhos k_{TVmax} .

A Figura 8.27 mostra a diferença da realimentação inserida na manobra das cargas do tipo impedância constante e MIT para a técnica DTGF e DTGV. É evidente que o distúrbio com a técnica de ganho fixo é bem mais elevado ($\Delta V_{máximo} = -0,1$) que que a técnica DTGV ($\Delta V_{máximo} = -0,02$).

Figura 8.27- Comparação da injeção de distúrbios no ângulo de defasagem entre as tensões da rede e GD para as técnicas DTGF e DTGV para um ganho $k_{TF} = k_{TVmax} = 0,3$ com a entrada das cargas do tipo não linear e MIT.

8.6 Considerações Finais do Capítulo 8

Nesse capítulo foram discutidos os resultados referentes as técnicas de detecção de ilhamento abordadas no Capítulo 7.

A partir da implementação de técnicas passivas de Sub/Sobre tensão e Sub/Sobre frequência na GD foi comprovado que para o caso de difícil detecção, o sistema de controle da GD não possui a capacidade de detectar o ilhamento dentro do tempo de detecção especificado nos padrões internacionais. Essa análise justifica a necessidade da aplicação de técnicas ativas para a detecção do ilhamento na GD.

Nos resultados referentes a implementação da técnica DFGF verificou-se que a mesma possui um ótimo desempenho em casos de difícil detecção, porém injeta distúrbios proporcionais a variação de frequência da GD através da utilização de um ganho de realimentação fixo que se for elevado causa degradação na forma de onda da tensão da rede. Com o objetivo de aperfeiçoar a técnica DFGF, foi proposta a técnica DFGV que possui um ganho de realimentação variável. A partir da avaliação de resultados pode se afirmar que a técnica em frequência com o ganho variável possui uma performance similar a técnica de ganho fixo em casos críticos de detecção de ilhamento mas que injeta menos distúrbios na GD (muito próximos aos valores de referência) com o acionamento dos mesmos perfis de carga e também com o aumento gradativo da potência entregue a rede de distribuição.

A técnica DTGF apresentou um desempenho mais lento quando comparado as técnicas em frequência e a necessidade de ganhos fixos maiores. Para esse método, não é possível a utilização de ganhos maiores que 0,2 pois o aumento da realimentação positiva da técnica causa instabilidade na GD e dependendo do ganho escolhido há a inserção de um distúrbio elevado na entrada de cargas no sistema já que a realimentação positiva da técnica oscila com a variação da tensão da GD. Para minimizar os distúrbios inseridos quando há variação de potência reativa decorrente do acionamento de cargas na GD foi proposta a técnica DTGV que utiliza um ganho variável. E nos resultados obtidos o método demonstrou um comportamento superior na questão de análise de distúrbios, além disso, com a utilização do ganho variável é possível utilizar ganhos de realimentação maiores que 0,2 mantendo a tensão da GD com parâmetros desejáveis de QEE.

9. Resultados Experimentais

Após os testes realizados através de simulações computacionais do sistema de GD do Capítulo 5 e das técnicas de detecção de ilhamento do Capítulo 8, as estruturas expostas serão implementadas na bancada experimental do Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento de Energia da Universidade de São Paulo (LAFAPE/USP). Esse procedimento será realizado com o objetivo de validar as estruturas de controle e ilhamento expostas anteriormente.

A construção do circuito de potência é similar ao projeto executado no *software* PSIM proposto em [36]. Na Figura 9.1 é apresentada a visão geral do protótipo da bancada do sistema que será utilizado para validação das simulações computacionais das estruturas de controle e das técnicas de detecção de ilhamento.

Figura 9.1- Configuração do protótipo da bancada experimental.

O protótipo foi construído em [36], em que na Figura 9.1 é possível visualizar as placas dos sensores de tensão e corrente, o *DSP* (unidade de processamento), o filtro composto por L_{conv} e C_{conv} , o inversor, o *drive* de acionamento do inversor, o disjuntor e o relé de conexão entre a GD e a rede de distribuição. O relé de conexão entre a GD e a rede funciona como uma chave anti-ilhamento, indicando quando a GD é conectada ou isolada da rede de distribuição.

Para alimentação do barramento CC foi utilizado um autotransformador trifásico de tensão variável de 9 kVA e foi estabelecida uma amplitude de 90 V para a tensão da rede de distribuição em que a GD é conectada devido às limitações da capacidade de alimentação.

9.1 Algoritmo de Conexão

O relé de conexão da GD com a rede, ilustrado na Figura 9.1, é comandado através do *DSP* a partir de limites de tensão e frequência estabelecidos no algoritmo de conexão ilustrado na Figura 9.2.

Para aplicação do algoritmo da Figura 9.2, é computado o valor *rms* da rede de distribuição e a média da frequência de sincronismo obtida pelo algoritmo *PLL*, obtida através de (47).

$$W_{PLL} = \sum_{k=1}^m \frac{\omega_{PLL}(k)}{m} \quad (47)$$

Se as variáveis analisadas estiverem dentro dos limites definidos pelas normas internacionais [8] [58] e o relé de conexão estiver desligado então um contador é incrementado. Quando o contador atinge um tempo máximo (t_{max}), o relé de conexão é ligado conectando a GD na rede de distribuição. Se o contador não alcançar o tempo máximo então se entende que as condições de teste não foram atendidas ou que o relé já está fechado. Assim, o sistema sempre monitora as condições de conexão com a rede de distribuição.

Para o caso das análises experimentais de situações de desconexão da rede de distribuição, serão simuladas situações de ilhamento através do desligamento manual do disjuntor de conexão com a rede. E a partir disso, o algoritmo de conexão irá verificar se os parâmetros de amplitude e frequência da tensão da rede de distribuição estão fora dos especificados pelas normas. Se os limites impostos forem alcançados, então o relé de conexão é desligado e a condição de ilhamento é detectada.

Figura 9.2- Algoritmo de conexão.

9.2 Descrição da Bancada

Nesse item são mostrados os principais dispositivos que integram a bancada de ensaios experimentais.

O conversor CC-CA utilizado na bancada experimental é da marca Semikron, modelo: SKS 21F B6U+E1CIF+B6CI 12V12, conforme ilustrado pela Figura 9.3. O inversor é composto por seis chaves, divididas em três braços, e mais uma chave complementar.

Figura 9.3- Conversor CC-CA trifásico.

A alimentação do barramento CC do inversor especificado é realizada por um autotransformador de tensão variável associado a um retificador trifásico que está presente no próprio conversor. Esse fato pode ser verificado pelo diagrama da Figura 9.4.

Figura 9.4- Esquemático do módulo trifásico da Semikron.

A placa de *drive* do acionamento do inversor, exibida na Figura 9.5, é utilizada para realizar a interface entre as placas de condicionamento de sinais e o *DSP*. Essa placa é constituída por circuitos integrados do tipo CD4504 que adequam a tensão do sinal de modulação *PWM* para o nível de 15 V (tensão utilizada pelo inversor). Esse dispositivo também é utilizado para enviar o sinal ao relé de conexão.

Figura 9.5- *Drive* de acionamento do inversor.

O filtro *LC* de saída é composto por indutores de pó de ferro para frequências elevadas de 1,5 *mH* e capacitores Epcos CA de 10 μF , representados pela Figura 9.6

Figura 9.6- Filtro *LC* de saída.

Para aquisição de dados e condicionamento de sinais foram desenvolvidas duas placas de tensão e duas placas de corrente, ilustradas na Figura 9.7 e Figura 9.8. Cada placa possui quatro canais independentes.

Figura 9.7- Placas de medição e condicionamento da tensão do inversor e da rede.

Figura 9.8- Placas de medição e condicionamento da corrente do inversor e da rede

A unidade processamento ou *DSP* utilizado para a bancada experimental é fabricado pela empresa *Texas Instruments*, modelo TMS320F28335. O mesmo possui plataforma de desenvolvimento da *Spectrum Digital* e é exibido na Figura 9.11. A programação é realizada em linguagem C no *software Code Composer*.

- 150 MHz de velocidade de operação;

- Unidade em ponto flutuante de 32 bits;
- 16 canais de conversores analógico/digital de 12 bits;
- 30 MHz de *clock* interno;
- 68k *bytes* de RAM;
- 512k *bytes* de memória *flash*;
- 256k *bytes* de memória SRAM;
- Conexão de comunicação via USB.

Figura 9.11- Digital Signal Processor (DSP) da Texas Instruments, modelo TMS320F28335.

9.3 Resultados Experimentais-Operação da GD Ilhada

Nesta seção é realizada a análise de desempenho da GD no modo de operação isolado da rede de distribuição através do acionamento de dois tipos de cargas.

As cargas utilizadas foram do tipo não linear representada por um retificador trifásico não controlado de 0,27 kW composto por duas lâmpadas incandescentes e uma estrutura *RC* de 270 Ω e 470 μF , respectivamente, ilustrada na Figura 9.12. E uma carga do tipo linear de impedância constante composta por uma associação em paralelo de duas lâmpadas incandescentes de 100 W por fase, conforme mostrado na Figura 9.13.

Para a coleta dos dados foi utilizado um osciloscópio *Yokogawa*, modelo DL1740EL.

Figura 9.12- Retificador não controlado.

Figura 9.13- Associação em paralelo de lâmpadas incandescentes.

9.3.1 Carga Linear

A Figura 9.14 mostra o acionamento de uma carga linear de impedância constante de 200W por fase conforme especificado no item 9.3. Através dos dados obtidos experimentalmente, verifica-se que a tensão da GD da fase A (vermelho), a tensão da fase C (azul) e a corrente da carga da fase C (verde) possui parâmetros aceitáveis do ponto de vista da

qualidade de energia elétrica e que o sistema funciona adequadamente com o acionamento desse tipo de carga.

Após um certo tempo é imposto um degrau de carga ao sistema de GD na Figura 9.14. Esse degrau é realizado pela adição de mais uma lâmpada de 100 W em cada fase da GD, totalizando 300 W por fase. Observa-se o transitório ocorrido nesse no instante através das tensões da GD e da corrente da carga.

É verificado que após a imposição do degrau, a planta possui a capacidade de se estabilizar e fornecer tensões senoidais para a GD.

Figura 9.14- Entrada de carga linear do tipo impedância constante. Forma de onda da tensão da GD da fase A (azul) e fase C (vermelho) [V], e corrente da carga da fase C (verde) [A].

9.3.2 Carga Não Linear

A Figura 9.15 retrata o acionamento de uma carga não linear do tipo retificador trifásico não controlado, com parâmetros expostos no item 9.3. Essa carga possui uma corrente drenada (verde) com altas taxas de distorção harmônica. Verifica-se que mesmo com a entrada da carga de característica não linear, as formas de onda da GD na fase A (vermelho) e fase C (verde) demonstram distorções pequenas e aceitáveis, de modo que o sistema consegue recuperar-se após o acionamento desse perfil de carga.

Figura 9.15- Entrada de carga não linear do tipo retificador não controlado. Forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho) e fase B (azul) [V], e corrente da carga da fase A (verde) [A].

9.4 Resultados Experimentais-Operação da GD Conectada

Nesse item serão discutidos os resultados experimentais referentes ao sistema de GD conectado à rede de distribuição. Primeiramente, são validadas a capacidade de sincronização e conexão com a rede e o ensaio de transferência de potência da GD para a rede de distribuição.

E após os testes iniciais, é exposto o comportamento do sistema sem a adição de técnicas ativas anti-ilhamento (apenas com o algoritmo de conexão) e com a inserção das técnicas ativas com realimentação positiva expostas no capítulo 7.

9.4.1 Sincronização com a Rede de Distribuição

A sincronização entre a GD e a rede de distribuição é ilustrada na Figura 9.16, através das formas de onda de tensão da GD (vermelha) e rede (azul). É observado no primeiro momento que a GD e a rede não estão sincronizadas. Depois do algoritmo de conexão do item 9.1 ter validado os valores estabelecidos de tensão e frequência da rede, ocorre a sincronia pelo algoritmo *PLL*.

Posteriormente a sincronia, ocorre um tempo de verificação (ou de conexão) estabelecido no algoritmo de conexão de aproximadamente quatro ciclos. Quando o tempo máximo é atingido, o relé de conexão é ligado e a GD é conectada à rede de distribuição. O momento da conexão pode ser visualizado pela forma de onda da corrente da rede de distribuição (verde), que tem um valor positivo no instante indicado devido a conexão e ao processo de inicialização do algoritmo de transferência de potência para a rede.

Figura 9.16-Sincronização com a rede de distribuição. Forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho) e tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].

9.4.2 Transferência de Potência para a Rede de Distribuição

Para que ocorra a alteração da potência entregue à rede de distribuição, todo o sistema deve ser inicializado. Nesse ensaio foi estabelecida uma potência ativa de aproximadamente 3,8 kW e uma potência reativa de 0 kVAr. A Figura 9.17 ilustra a injeção de corrente para rede de distribuição (verde) após o acionamento do sistema de controle de potência que demonstra que a GD está entregando potência a rede de distribuição.

Figura 9.17-Trasferência de potência para a rede de distribuição. Forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho) e tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].

É verificado também que a tensão da rede (azul) está em fase com a corrente da rede (verde) demonstrando que a potência injetada possui fator de potência unitário.

9.4.3 Detecção do Ilhamento por Técnicas de Sub/Sobre tensão e Sub/Sobre frequência

No ensaio a seguir, verifica-se a capacidade de detecção do ilhamento da GD quando há apenas a implementação de técnicas passivas de sub/sobre tensão e sub/sobre frequência.

Para validação desse caso, é estabelecido que a potência ativa e reativa injetada na rede de distribuição sejam próximas de zero, com o intuito de emular um caso crítico de detecção do ilhamento.

Através da Figura 9.18, é observada uma pequena corrente de 0,3 A (verde) devido a incapacidade do sistema de controle de transferência de potência de zerar completamente a potência entregue a rede. Esse fato é justificado por uma diferença instantânea entre as tensões da GD e da rede de distribuição (proveniente da variação tensão da GD) e também de possíveis distorções presentes na tensão da rede. Dentro desse contexto, é possível verificar o momento da desconexão da rede de distribuição através do instante em que a corrente da rede de distribuição atinge o valor nulo.

Figura 9.18-Detecção do ilhamento por técnicas passivas de sub/sobre tensão e sub/sobre frequência com ΔP e $\Delta Q \cong 0$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].

Observa-se que mesmo com a desconexão da rede de distribuição (abertura do disjuntor de conexão), o sistema de controle da GD não desliga o relé de conexão e o sistema permanece “conectado”. Esse efeito é decorrente do baixo fluxo de potência ativa e reativa entre a GD e a

rede de distribuição em que os sensores da tensão da rede consideram a tensão medida na GD, esse fato é percebido através das formas de onda de tensão da GD (vermelho) e da rede (azul) na Figura 9.18, durante o tempo sem detecção.

A detecção do ilhamento, na Figura 9.18, pode ser constatada no momento em que o relé de conexão é desligado (amarelo) e a tensão da rede (azul) desaparece de forma que a GD inicia sua operação no modo isolado da rede. Porém, nota-se o elevado tempo de detecção de aproximadamente 50 ciclos que fica bem acima do especificado pelos padrões internacionais [8] [58].

Portanto, assim como nas simulações computacionais é necessária a implementação de técnicas ativas no sistema de controle da GD implementado na bancada experimental.

9.4.4 Detecção do Ilhamento pela Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Fixo (DFGF)

Os ganhos de realimentação positiva fixos da técnica DFGF são obtidos experimentalmente. Primeiramente, foi testado o ganho k_{FF} de 0,4 baseando-se nos valores utilizados nas simulações computacionais e foram retirados os dados do osciloscópio ilustrados na Figura 9.19. Nessa figura, são mostrados o sinal do relé de conexão (amarelo), a tensão da GD (vermelho) e da rede (azul) e corrente da rede (verde).

Figura 9.19-Detecção do ilhamento pela técnica DFGF com ΔP e $\Delta Q \cong 0$ e $k_{FF}=0,4$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].

Os testes das técnicas ativas com realimentação positiva foram realizados nas mesmas condições de fluxo de potência que as técnicas passivas, em que o desbalanço de potência ativa e reativa entre a GD e a rede é próximo de zero.

É verificado que a partir do momento de desconexão (valor nulo da corrente da rede (verde)), ocorre um tempo sem detecção de aproximadamente 15 ciclos até a abertura do relé de conexão (amarelo). Evidencia-se que com a utilização de um ganho de realimentação existe uma redução do tempo de detecção quando comparada à implementação de apenas técnicas passivas, mas que o ganho selecionado ainda não é suficiente para a detecção dentro do tempo regulamentado pelos padrões internacionais.

Por consequência do relato anterior, foi escolhido um maior ganho k_{FF} de 0,8 em que os resultados obtidos são ilustrados na Figura 9.20 onde é mostrado o sinal do relé de conexão (amarelo), a tensão da GD (vermelho) e da rede (azul) e corrente da rede (verde).

Figura 9.20-Detecção do ilhamento pela técnica DFGF com ΔP e $\Delta Q \cong 0$ e $k_{FF}=0,8$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].

É observado que com a seleção de um ganho maior, o tempo de detecção é reduzido para cerca de 6 ciclos, enquadrando-se nas normas internacionais utilizadas como base.

9.4.5 Detecção do Ilhamento pela Técnica de Desvio de Frequência com o Ganho Variável (DFGV)

Para ajuste da técnica DFGV foram considerados os mesmos ganhos da técnica de ganho fixo. Portanto, foram testados os ganhos variáveis máximos k_{FVmax} de 0,06, 0,1, 0,4 e 0,8 com uma constante α de 70 que é a mesma utilizada na simulação computacional. Entretanto, com

esses valores a técnica de ganho variável demonstrou um desempenho inferior a técnica de ganho fixo. Esse fato acontece devido as diferenças encontradas entre o algoritmo de controle da GD em simulação computacional e do implementado na bancada experimental em que os ganhos nas estruturas de tensão e potência são distintos.

Para uma potência ativa de referência igual a zero a estrutura de controle de transferência de potência ativa demonstrou um valor de potência entregue a rede “elevado” em comparação a estrutura implementada computacionalmente que possui um erro de potência muito próximo de zero. Portanto, como o ganho k_{FV} é inversamente proporcional a potência ativa injetada na rede, o valor do mesmo, no momento do ilhamento, é menor que o ganho fixo e ineficiente na detecção do ilhamento no caso crítico de detecção. Além disso, não é possível visualizar o comportamento das variáveis utilizadas nos testes experimentais para o projeto da técnica, o que dificulta a sua implementação e ajuste.

Assim, buscou-se uma adequação dos parâmetros de ajuste da técnica de forma que a mesma demonstrasse um comportamento semelhante à técnica DFGF no caso crítico de detecção do ilhamento. Então, considerou-se um ganho k_{FVmax} de 0,8 e uma constante a de 0,65 e foram retirados os dados mostrados na Figura 9.21 em que é mostrado o sinal do relé de conexão (amarelo), a tensão da GD (vermelho) e da rede (azul) e corrente da rede (verde).

Figura 9.21-Detecção do ilhamento pela técnica DFGV com ΔP e $\Delta Q \cong 0$, $k_{FVmax}=0,8$ e $a=0,65$. Sinal do relé de conexão (amarelo), forma de onda da tensão da GD da fase A (vermelho), tensão da rede da fase A (azul) [V], e corrente da rede da fase A (verde) [A].

É observado que com a adequação dos parâmetros da técnica DFGV, a mesma pode detectar o ilhamento em um tempo próximo a técnica DFGF de aproximadamente 6 ciclos.

Contudo, são necessários ajustes do algoritmo de controle da GD do experimento prático, buscando-se um erro menor da potência transferida para a rede visando um desempenho eficiente da técnica com ganho variável.

Não foi possível realizar testes de implementação das técnicas ativas com diferentes desbalanços de potência entre a GD e a rede devido à instabilidade que a mesma apresenta com a inserção de um distúrbio nessas condições. Assim, também são fundamentais o aprimoramento do algoritmo utilizado na bancada para análise das técnicas quando há desbalanço de potência entre a GD e a rede.

9.4.6 Detecção do Ilhamento pela Técnica de Desvio de Tensão com o Ganho Fixo (DTGF) e Desvio de Tensão com o Ganho Variável (DTGV)

Os testes das técnicas ativas com realimentação positiva em tensão foram realizados com desbalanço de potência ativa e reativa entre a GD e a rede é próximo de zero.

Para aplicação das técnicas ativas em tensão no sistema do controle da GD da bancada experimental, foram testados diferentes ganhos de realimentação das técnicas baseados nas simulações computacionais. Porém, a GD apresentou um comportamento instável que impossibilitou a análise de resultados para implementação desses métodos. De modo que, para o único ganho aceitável $k_{TF} = k_{TVmax} = 0,02$, não foi visualizado efeito na tensão da rede ou GD no instante do ilhamento e, portanto, o tempo de detecção alcançou valores bem acima dos especificados pelas normas.

Para implementação da técnica DTGV foram enfrentadas as mesmas dificuldades de ajuste da técnica DFGV.

9.5 Considerações Finais do Capítulo 9

No desenvolvimento desse capítulo foram mostrados os resultados experimentais com o intuito de validar o funcionamento da estrutura de controle do Capítulo 5 e as técnicas de detecção de ilhamento propostas no Capítulo 7.

Inicialmente foram realizados testes relacionados a operação da GD isolada da rede de distribuição em que foram acionadas cargas do tipo linear de impedância constante e não linear com um retificador não controlado. Foi verificado que com a entrada dessas cargas, o sistema de GD tem a capacidade de fornecer tensões senoidais e com baixos índices de distorção harmônica.

Logo depois, foram desempenhados ensaios com a GD conectada com a rede de distribuição em que foram visualizadas a sincronização e a capacidade de transferência de potência da GD para a rede de distribuição.

A terceira análise está relacionada com inserção dos algoritmos anti-ilhamento no sistema de controle da GD. Primeiramente, foi emulada uma situação em que a GD encontra-se no caso crítico de detecção de ilhamento e existem apenas técnicas passivas implementadas. Observou-se que nessa situação, a GD não é capaz de detectar a contingência dentro dos parâmetros limitados pelos padrões internacionais e que há a necessidade de implantação de técnicas ativas na mesma.

Portanto, foram testadas as técnicas de ganho fixo DFGF e DTGF, onde a técnica em frequência apresentou resultados satisfatórios e a técnica em tensão causou instabilidades na GD inviabilizando a análise do seu funcionamento. Em relação as técnicas de ganho variável DFGV e DTGV, foi verificada a dificuldade do ajuste dos seus parâmetros devido a impossibilidade da visualização de variáveis como o ganho k_{FV} e o ganho k_{TV} . A técnica DFGV após uma adequação dos seus ajustes, apresentou resultados parecidos com a técnica DFGF. Entretanto, a técnica DTGV, assim como o método DTGF, também causou instabilidades no sistema de GD.

10. Conclusões Gerais

Dentro do contexto relativo à detecção do ilhamento, foram abordadas técnicas anti-ilhamento ativas com realimentação positiva em tensão e frequência com o intuito de implementação no sistema de controle da GD. Para implantação das técnicas de detecção de ilhamento citadas no trabalho, é conhecido que de acordo com as normas nacionais e internacionais [8] [58] [59] [60] [61], relacionadas aos procedimentos para validação de sistemas anti-ilhamento, é desejável a conexão de uma carga RLC paralela ao sistema, com a frequência de ressonância próxima a frequência fundamental da rede. Entretanto, diante ao problema de ressonância relatado a esse tipo de carga no sistema empregado, foi utilizada uma carga linear de impedância constante para os testes, como forma de comprovação do funcionamento dos métodos. É destacado que o sistema de GD tem a capacidade de controlar a potência ativa e reativa injetada na rede de distribuição então é possível simular o caso crítico de detecção em que o desbalanço de potência ativa e reativa entre a GD e rede é próximo de zero.

Inicialmente foram discutidos métodos de detecção de ilhamento baseados em literatura conhecida. No qual foi verificado que a velocidade de detecção das técnicas está diretamente relacionada com a escolha de um ganho de realimentação da técnica fixo e elevado. A partir dessa premissa, foi comprovado que as saídas de realimentação positiva das técnicas inserem distúrbios na GD proporcionais as variações de frequência ou tensão do sistema. Portanto, com o objetivo de reduzir os distúrbios relacionados à escolha do ganho de realimentação e garantir um bom desempenho de detecção, foram projetadas técnicas em tensão e frequência com um ganho de realimentação variável que alcance um valor máximo em casos de difícil detecção e seja atenuado na medida em que exista potência injetada na rede de distribuição, de forma que para uma elevada transferência de potência, a técnica opere como um método anti-ilhamento passivo. Quanto aos resultados associados à injeção de distúrbios na GD, é evidente que a partir da utilização das técnicas de ganho variável é possível minimizar a realimentação da técnica para manobras com o mesmo perfil de carga e assegurar uma detecção eficiente que respeite os limites impostos pelas normas internacionais.

Na implementação dos algoritmos de operação da GD no *DSP* da bancada experimental, foi validado o funcionamento das estruturas controle da GD através do acionamento de duas diferentes cargas e da transferência de uma potência pré-estabelecida para a rede de distribuição. Após esse fato, foram inseridas as técnicas de detecção de ilhamento simuladas

computacionalmente, em que a técnica em frequência com o ganho fixo exibiu resultados satisfatórios e parecidos com a simulação computacional. Porém, a técnica de desvio de frequência com o ganho variável apresentou dificuldade na sua implementação devido a impossibilidade da visualização de variáveis no *DSP* e de uma transferência de potência com maior erro em relação a potência de referência, quando comparada a estrutura implementada em simulação. Todavia, após uma adequação dos ajustes da técnica, a mesma apresentou um resultado similar a técnica de ganho fixo.

Em relação as técnicas de desvio de tensão com ganho fixo e variável, não foi possível a implementação de ganhos elevados devido a sensibilidade do sistema de GD que apresentou situações de instabilidade e dinâmica lenta da estrutura de controle de potência reativa.

10.1 Trabalhos Futuros

São apresentadas sugestões para continuidade do trabalho:

- Aprimoramento dos parâmetros de controle do algoritmo implementado na bancada experimental para validação de todas as técnicas de detecção de ilhamento propostas;
- Aplicação de outras técnicas de compensação da frequência fundamental. Pois o uso de filtros ressonantes na frequência fundamental não é adequado na aplicação de cargas RLC em que a frequência de ressonância da carga é igual à da GD;
- Aplicação de fontes alternativas ou renováveis reais no conversor CC-CC com controle de gerenciamento de energia;

Referências

- [1] B. N. E. Finance, “New Energy Outlook 2015,” 2015.
- [2] Empresa Exxon Mobil Corporation, “Panorama Energético: Perspectivas para 2040,” pp. 1–20, 2014.
- [3] Brasil, “Resenha Energética Brasileira Exercício de 2014,” *Ministério Minas e Energ.*, pp. 3–5, 2015.
- [4] O. do Clima, “Emissões Totais SEEG - Sistema de Estimativa de Emissão de Gases,” *Sistema de Estimativas de Emissão de Gases do Efeito Estufa - SEEG*, 2012. [Online]. Available: <http://plataforma.seeg.eco.br/>. [Accessed: 10-Mar-2016].
- [5] O. do Clima, “Queda no Desmatamento Não Derruba Emissões,” *Sistema de Estimativas de Emissão de Gases do Efeito Estufa - SEEG*, 2015. [Online]. Available: <http://www.observatoriodoclima.eco.br/queda-no-desmatamento-nao-derruba-emissoes/>. [Accessed: 10-Mar-2016].
- [6] Brasil, “Resenha Energética Brasileira-Exercício de 2015.”, Ministério Minas e Energ., pp. 6–10, 2016.
- [7] C. Aguiar, “Estudo e Análise de Algoritmos de Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída Conectados à Rede de Distribuição,” Universidade de São Paulo-USP, 2013.
- [8] IEEE, *IEEE 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000.
- [9] UFSM, “Simulador de Conversores Estáticos,” 2016. [Online]. Available: <http://intranet.ctism.ufsm.br/gsec/Apostilas/psim.pdf>. [Accessed: 01-Feb-2016].
- [10] M. Calsan, “Análise de Desempenho Dinâmico de Sistemas de Excitação para Geradores Síncronos em Plantas de Geração Distribuída,” Universidade de Campinas - UNICAMP, 2011.
- [11] W. Yang and W. Huang, “A Load Transfer Scheme of Radial Distribution Feeders Considering Distributed Generation,” *IEEE Conf. Cybern. Intell. Syst.*, pp. 243–248, 2010.
- [12] A. Cataliotti, G. Cocchiara, M. G. Ippolito, and G. Morana, “Applications of the Fault Decoupling Device to Improve the Operation of LV Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 1, pp. 328–337, 2008.
- [13] R. C. Dugan and T. E. McDermott, “Distributed Generation,” *IEEE Ind. Appl.*, pp. 19–25,

- 1993.
- [14] H. Farhangi, "The Path of the Smart Grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2010.
- [15] E. Perea, J. M. Oyarzabal, and R. Rodríguez, "Definition, Evolution, Applications and Barriers for Deployment of Microgrids in the Energy Sector," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 125, no. 12, pp. 432–437, 2008.
- [16] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration projects," *IEEE Power Energy Mag.*, no. July 2007, pp. 78–94, 2007.
- [17] C. Vicentim, "Análise Estática de Microrredes: Modelagem de Sistemas Armazenadores de Energia e Monitoração em Tempo Real via Estimação de Estados," Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC, 2015.
- [18] N. Hatziaargyriou *et al.*, "Microgrids - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids," *Counc. Large Electr. Syst. C6-309*, 2006.
- [19] L. Rese, "Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica," Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, 2012.
- [20] IEEE, *IEEE Std 1159™-2009, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, vol. 2009, no. June. 2009.
- [21] D. Committee, I. Power, and E. Society, "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," *IEEE Power Energy Soc.*, vol. 2014, 2014.
- [22] IEEE, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, no. April. 2009.
- [23] Brasil, "Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004.," 2004. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm.
- [24] ANEEL, "Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012." pp. 1–12, 2012.
- [25] R. H. Lasseter, "Smart Distribution: Coupled microgrids," *Spec. Issue Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1074–1082, 2011.
- [26] R. C. Dugan, T. E. McDermott, D. T. Rizy, and S. J. Steffel, "Interconnecting Single-Phase Backup Generation to the Utility Distribution System," *2001 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Dev. New Perspect. (Cat. No.01CH37294)*, vol. 1, pp. 1–6, 2001.
- [27] B. Ozpineci, L. M. Tolbert, D. J. Adams, D. Collins, and Z. Du, "Integrating Multiple Solid Oxide Fuel Cell Modules," *Fuel Cell*, pp. 1568–1573, 2009.
- [28] J. M. Corrêa, "Desenvolvimento e Implementação de uma Micro-Rede Avançada de Alta

- uma Micro-Rede Avançada de Alta Frequência para Integração de Fontes Alternativas de Energia,” Universidade Federal de Santa Marina- UFSM, 2006.
- [29] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” 2015.
- [30] M. E. M. Souza, “Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares-Estudo de Caso Real,” Universidade Federal De Minas Gerais-UFGM, 2014.
- [31] W. F. de S. Souza, “Técnicas de Controle Aplicadas na Unidade de Interface de uma Microgrid com o Sistema Elétrico de Distribuição em um Cenário de Carga Desbalanceada,” Universidade Federal de Minas Gerais-UFGM, 2014.
- [32] J. Larminie, *Fuel Cells*. John Wiley & Sons, Inc, 2000.
- [33] J. A. Pomilio, “Conversores CC-CA : Inversores Operando Em Frequência Constante - Módulo 6,” in *EE833 Eletrônica de Potência - Graduação*, no. 1, 2005, pp. 1–15.
- [34] E. G. Rocha, Fabio D. V., Stein, Carlos M.O., Carati, “Carregador de Baterias Bidirecional Isolado,” *Congr. Bras. Automática, CBA*, vol. 3, no. 1999, pp. 5195–5202, 2012.
- [35] M. Stefanello, “Grupo de Eletrônica de Potência e Controle - Gepoc- Sepoc 2010,” 2010.
- [36] A. F. Q. Gonçalves, “Sistema de Geração Distribuída Controlado em Tensão e Potência e Utilizado de Forma Isolada ou Conectada à Rede de Distribuição,” Universidade de São Paulo-USP, 2015.
- [37] M. Llonch-Masachs, D. Heredero-Peris, and D. Montesinos-Miracle, “An Anti-Islanding Method for Voltage Controlled VSI,” *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE-ECCE Europe 2015*. 2015.
- [38] R. Q. Machado, “Sistema de Geração Distribuída com Fontes CA e CC Conectado a Rede Monofásica e Controle Eletrônico da Qualidade da Energia Elétrica,” Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2005.
- [39] P. Mattavelli, “A Closed-Loop Selective Harmonic Compensation for Active Filters,” *Ind. Appl. IEEE Trans.*, vol. 37, no. 1, pp. 81–89, 2001.
- [40] R. Teodorescu, M. L. Blaabjerg, and L. P.C, “Proportional-Resonant Controllers and Filters for Grid-connected Voltage-Source Converters,” *IEEE Proceedings-Electric Power Appl.*, vol. 153, no. 5, pp. 750–762, 2003.
- [41] F. P. Marafão, S. M. Deckmann, J. A. Pomilio, and R. Q. Machado, “Metodologia de Projeto e Análise de Algoritmos de Sincronismo PLL,” *Rev. da Soc. Bras. Eletrônica Potência-Sobraep*, vol. 10, pp. 7–14, 2005.
- [42] V. Kaura and V. Blasko, “Operation of a Phase Locked Loop System Under Distorted

- Utility Conditions,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 33, no. 1, pp. 58–63, 1997.
- [43] G. G. Pozzebon, A. F. Q. Goncalves, G. G. Pena, N. E. M. Mocambique, and R. Q. Machado, “Operation of a Three-Phase Power Converter Connected to a Distribution System,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 5, pp. 1810–1818, 2013.
- [44] S. Buso and P. Matta, *Digital Control in Power Electronics-Synthesis Lectures on Power Electronics*, vol. 1, no. October. Morgan and Claypool Publishers, 2006.
- [45] R. Q. Machado, S. Buso, J. a. Pomilio, and F. P. Marafao, “Three-Phase to Single-Phase Direct Connection for Rural Co-Generation Systems,” in *Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04.*, 2004, pp. 1547–1553.
- [46] A. G. Yepes, F. D. Freijedo, J. Doval-Gandoy, Ó. López, J. Malvar, and P. Fernandez-Comesaña, “Effects of Discretization Methods on the Performance of Resonant Controllers,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 7, pp. 1692–1712, 2010.
- [47] R. Q. Machado, S. Buso, and J. A. Pomilio, “A Line-Interactive Single-Phase to Three-Phase Converter System,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 21, no. 6, pp. 1628–1636, 2006.
- [48] ANEEL, “Resolução Normativa N° 395, de 15 de Dezembro de 2009.” Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.
- [49] A. Khamis, H. Shareef, E. Bizkevelci, and T. Khatib, “A Review of islanding Detection Techniques for Renewable Distributed Generation Systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 28, pp. 483–493, 2013.
- [50] D. Reigosa, F. Briz, C. B. Charro, P. Garcia, and J. M. Guerrero, “Active Islanding Detection Using High-Frequency Signal Injection,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, no. 5, pp. 1588–1597, 2012.
- [51] M. Heidari, G. Seifossadat, and M. Razaz, “Application of Decision Tree and Discrete Wavelet Transform for an Optimized Intelligent-Based Islanding Detection Method in Distributed Systems with Distributed Generations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 525–532, 2013.
- [52] W. Bower and M. Ropp, “Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems,” 2002.
- [53] M. Ropp *et al.*, “Discussion of a Power Line Carrier Communications-Based Anti-Islanding Scheme Using a Comercial Automatic Meter Reading System,” *IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Convers.*, pp. 2351–2354, 2006.
- [54] I. J. Balaguer, H.-G. Kim, F. Z. Peng, and E. I. Ortiz, “Survey of Photovoltaic Power Systems Islanding Detection methods,” *2008 34th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron.*, 2008.

- [55] E. J. Estebanez, V. M. Moreno, A. Pigazo, M. Liserre, and A. Dell'Aquila, "Performance Evaluation of Active Islanding-Detection Algorithms in Distributed-Generation Photovoltaic Systems: Two Inverters Case," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1185–1193, 2011.
- [56] H. H. Zeineldin and M. M. A. Salama, "Impact of Load Frequency Dependence on the NDZ and Performance of the SFS Islanding Detection Method," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 139–146, 2011.
- [57] M. Ciobotaru, V. G. Agelidis, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "Accurate and Less-Disturbing Active Antiislanding Method Based on PLL for Grid-Connected Converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 6, pp. 1576–1584, 2010.
- [58] IEEE, "IEEE Std 1547-2003 - IEEE Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," 2003.
- [59] IEEE, *IEEE Std 1547.1 - Conformance Test Procedure for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, no. July. 2005.
- [60] ABNT, "ABNT NBR 16149 Sistemas Fotovoltaicos (FV)- Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição." Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014.
- [61] ABNT, "ABNT NBR IEC 62116 - Procedimentos de Ensaio de Anti-Ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica." Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2016.
- [62] M. V. G. Reis, M. G. Villalva, T. A. S. Barros, A. B. Moreira, F. P. S. Nascimento, and F. E. Ruppert, "Evaluation of active frequency drift anti-islanding methods with a single-phase grid-tie photovoltaic inverter," in *2015 IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 2015, pp. 1–7.
- [63] D. Heredero-Peris, F. Jorge-Ques, D. Montesinos-Miracle, and T. Lledo-Ponsati, "Resonant Load Emulator for Distributed Energy Resources to Test Anti-Islanding Algorithms," 2016, pp. 1–8.
- [64] B. Guha, R. J. Haddad, and Y. Kalaani, "Anti-islanding techniques for Inverter-based Distributed Generation systems - A survey," in *SoutheastCon 2015*, 2015, pp. 1–9.
- [65] M. Robitaille, K. Agbossou, M. L. Doumbia, and R. Simard, "Islanding Detection Method for a Hybrid Renewable Energy System," *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 1, no. 1, pp. 41–53, 2011.
- [66] M. El-Moubarak, M. Hassan, and A. Faza, "Performance of Three Islanding Detection Methods For Grid-Tied Multi-Inverters," *IEEE 15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp.

1999–2004, 2015.