KLAUS VIEIRA DO NASCIMENTO

**Metodologia de Análise de Variações de Tensão
Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores
Síncronos Distribuídos**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de
Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São
Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do
título de Mestre em Ciências

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2013

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.

N244m Nascimento, Klaus Vieira do
Metodologia de Análise de Variações de Tensão
Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores
Síncronos Distribuídos / Klaus Vieira do Nascimento;
orientador José Carlos de Melo Vieira Junior. São
Carlos, 2013.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Geração Distribuída. 2. Qualidade de Energia. 3.
Variações de Tensão. 4. Distribuição de Energia
Elétrica. 5. Ilhamento. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **KLAUS VIEIRA DO NASCIMENTO**.

Título da dissertação: "Metodologia de análise de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos".

Data da defesa: 17/06/2013

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Júnior (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Rogério Andrade Flauzino**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Dr. **Paulo José Amaral Serni**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP-Sorocaba)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da
Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

*À memória de meu amado pai,
Eduardo do Nascimento, meu melhor
amigo e incentivador.*

Agradecimentos

A Deus por mais uma etapa concluída de minha vida profissional.

Aos meus pais Eduardo (*in memoriam*) e Vera por todo amor e confiança depositados.

Aos meus irmãos Tercius e Carlos pelo apoio incondicional.

À minha namorada Yllah pelo carinho e companheirismo.

Aos meus tios Noélia e Matheus pelas palavras de incentivo.

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior pela orientação, apoio acadêmico, amizade e compreensão que teve em momentos difíceis pelos quais passei nesta caminhada.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) pelo espaço e estrutura cedidos para o desenvolvimento de meu trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da USP – São Carlos pela oportunidade concedida a mim e pela excelência de ensino.

A Casa dos Ventos Energias Renováveis S/A pelo apoio.

Aos amigos da República Corona+01, Ricardo, Felipe Cota, André Chaves e Lucas pela parceria, amizade e presteza neste tempo.

A todos os colegas do LSEE e da USP, em especial Rogério, Marcelo, Artur, Etienne, Thais e Camila que contribuíram de diversas maneiras no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos de São Carlos, em especial Tati, colega desde a graduação na UFV e grande incentivadora do meu ingresso no programa de mestrado da USP.

*“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu,
mas pensar o que ninguém pensou sobre aquilo que
todo mundo vê.”*

Arthur Schopenhauer

Resumo

NASCIMENTO, K. V. **Metodologia de Análise de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 132 p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

Nos últimos anos, fatores como a reestruturação do setor de energia elétrica, a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, dificuldades na construção de grandes unidades geradoras e linhas de transmissão causadas por normas de proteção ambiental têm provocado o aumento considerável do interesse por geração distribuída. O conceito de geração distribuída tornou-se muito interessante, entretanto, sua aplicação pode provocar problemas de qualidade de energia elétrica, caso sua influência não seja devidamente estudada. Neste contexto, este documento caracteriza as variações de tensão causadas pela atuação da proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Este problema pode ser considerado uma nova abordagem sobre os impactos dos geradores distribuídos na qualidade da energia elétrica, visto que as causas das variações de tensão são tipicamente relacionadas às tomadas ou alívios de grandes blocos carga, partidas de motores de indução, curtos-circuitos, desligamentos de linhas etc. Para estudar o problema, inicialmente foi feito um estudo sobre normatização técnica da área com um apanhado dos guias de diversas concessionárias. Posteriormente, simulações computacionais utilizando o programa SimPowerSystems e um sistema teste foram utilizados para que análises estáticas e dinâmicas do problema fossem feitas no intuito de investigar a natureza das variações de tensão e os fatores que influenciam suas magnitudes e durações. Índices para avaliar as variações de tensão foram criados, e um método para obtenção dos mesmos foi proposto. Tal método utiliza apenas ferramentas de análise estática (fluxo de carga) para a obtenção dos índices, evitando o uso de ferramentas dinâmicas (domínio do tempo) reduzindo o custo computacional e financeiro para análise do problema. Em seguida, o mesmo foi aplicado a um sistema que simula uma rede de distribuição real propondo-se a inserção de bancos de capacitores como medida mitigatória para o problema estudado neste trabalho.

Palavras-chave: geração distribuída, qualidade de energia, variações de tensão, distribuição de energia elétrica, ilhamento.

Abstract

NASCIMENTO, K. V. **Methodology for Analysis of Voltage Variations Caused by Anti-island Protection of Distributed Synchronous Generators**. 132 p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

In recent years, factors such as the restructuring of the electricity sector, the necessity to use different primary energy sources as a way to diversify sources of energy, barriers in the construction of large generating units and transmission lines caused by environmental protection standards, as well as technological advances in the generation of electricity, have caused a considerable increase in the interest for distributed generation. The concept of distributed generation has become very interesting; however, its application can result in poor power quality, if its influence is not well studied. In this context, this document characterizes voltage variations caused by the action of anti-islanding protection of distributed synchronous generators. This problem can be considered a new approach on the impact of distributed generators in power quality, since the cause of voltage variations are typically related load switching, induction motors start-up, short circuits, lines disconnection, etc. To investigate the problem, initially a study was carried out on technical standardization in the area with an overview of various utilities' guides. Later, computer simulations using the SimPowerSystems software and a test system were employed for static and dynamic analysis of the problem, aiming at investigating the nature of voltage variations and the main factors that influence their magnitudes and durations. Indices to assess the voltage variations were created, and a method for obtaining them was proposed. This method uses only static approach tools (power flow calculations) to obtain the indices, avoiding the use of dynamic tools (time-domain simulations) and reducing computational and financial costs to analyses the problem. The proposed method was applied to a larger system and the insertion of capacitors bank was proposed as mitigating solution for the problem studied in this work.

Keywords: distributed generation, power quality, voltage variation, power distribution, islanding.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Sistema elétrico de potência convencional (Jenkins <i>et al</i> , 2000).....	26
Figura 2.1 – Efeito <i>Flicker</i> na tensão (Saidian <i>et al</i> , 2010b).....	34
Figura 2.2 – Fluxo de potência do sistema de distribuição.	36
Figura 2.3 – Ilha formada pela abertura do disjuntor.	39
Figura 2.4 – Mecanismo de surgimento de afundamentos de tensão causados pela proteção anti-ilhamento.	41
Figura 2.5 – Resposta da tensão em uma linha de distribuição durante o processo de religamento.	42
Figura 3.1 – Interconexão entre os modelos lineares e não-lineares.	56
Figura 3.2 – Modelo do gerador síncrono (Kundur, 1994)	56
Figura 3.3 – Diagrama esquemático do sistema de controle da excitação do gerador síncrono	58
Figura 3.4 – Representação do modelo equivalente do transformador.	60
Figura 3.5 – Representação do regulador de tensão (Kersting, 2002).....	62
Figura 3.6 – Sistema-teste 01.	63
Figura 4.1– Influência do montante da potência entregue pelos geradores distribuídos e do carregamento do sistema nos afundamentos de tensão. Gerador distribuído em modo de controle de fator de potência unitário. Cargas do tipo potência constante ($np = nq = 0$). Simulações de operação do religador RL-01.	67
Figura 4.2 – Influência dos diferentes tipos de cargas nos afundamentos de tensão na barra 6. Gerador distribuído em modo de controle de fator de potência unitário. Simulações de operação do religador RL-01.....	69
Figura 4.3 – Influência da operação dos diversos religadores nas tensões nodais após a desconexão dos geradores distribuídos. Gerador distribuído em modo de controle de fator de potência unitário. Carregamento de 100%. Cargas do tipo potência constante.	72

Figura 4.4 – Influência dos diferentes tipos de carga, religadores e potência total entregue pelos geradores distribuídos nas quedas de tensão. Geradores distribuídos em modo de controle de fator de potência unitário e carregamento do sistema de 100%.....	73
Figura 4.5 – Influência do montante da potência entregue pelos geradores distribuídos e do carregamento do sistema nos afundamentos de tensão. Gerador distribuído controlando tensão em 1 p.u. Cargas do tipo potência constante ($np = nq = 0$). Simulações de operação do religador RL-01.	75
Figura 4.6 – Influência dos diferentes tipos de cargas nos afundamentos de tensão na barra 6. Gerador distribuído controlando tensão em 1 p.u. Simulações de operação do religador RL-01.....	77
Figura 4.7 – Influência da operação dos diversos religadores nas tensões nodais após a desconexão dos geradores distribuídos. Gerador distribuído controlando tensão em 1 p.u. Carregamento de 100%. Cargas do tipo potência constante.	79
Figura 4.8 – Influência dos diferentes tipos de carga, religadores e potência total entregue pelos geradores distribuídos nas quedas de tensão. Geradores distribuídos controlando tensão em 1 p.u. e carregamento do sistema de 100%.....	80
Figura 5.1 – Resultados das simulações dinâmicas do caso base na barra 6.	87
Figura 5.2 – Detalhamento das mudanças de <i>tap</i> durante a recuperação da tensão na barra 6.88	
Figura 5.3 – Análise das variações de tensão utilizando a curva ITI (Dugan, <i>et al.</i> , 2002). ...	90
Figura 5.4 – Influência da potência entregue pelos GDs nos índices de variação de tensão da barra 6.....	92
Figura 5.5 – Influência do modo de controle dos GDs nos índices de variação de tensão da barra 6.....	94
Figura 5.6 – Influência da posição do religador nos índices de variação de tensão da barra 6.	95
Figura 5.7 – Influência do nível de carregamento do sistema nos índices de variação de tensão da barra 6.....	97
Figura 5.8 – Influência do tipo de carga nos índices de variação de tensão.	98
Figura 5.9 – Influência dos tempos de religamento nos índices de variação de tensão.	99

Figura 6.1 – Valores a serem calculados pelo método proposto.	105
Figura 6.2 – Validação do método do fluxo de carga para o caso base.....	107
Figura 6.3 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de variação da potência dos GDs.	107
Figura 6.4 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes tipos de controle dos GDs.	108
Figura 6.5 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes posições do religador.....	108
Figura 6.6 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes níveis de carregamento do sistema.....	109
Figura 6.7 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes tipos de carga.....	109
Figura 6.8 – Sistema-teste 02.	111
Figura 6.9 – Resultados das simulações dinâmicas do sistema na barra 12.....	112
Figura 6.10 – Valores de ΔV_1 para simulação no domínio do tempo e método do fluxo de carga.....	113
Figura 6.11 – Influência da alocação de bancos de capacitores nos índices de variação de tensão para o carregamento de 100%.	114
Figura 6.12 – ΔV_1 e ΔT_R na barra 12 em função da potência reativa total dos bancos de capacitores.	116

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Níveis de tensão em regime permanente para sistemas de tensão nominal entre 1 kV e 69 kV (ANEEL, 2013).	37
Tabela 3.1 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002).	46
Tabela 3.2 – Resposta do gerador distribuído para variações anormais de frequência (Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002).	46
Tabela 3.3 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (Public Utility Commission of Texas, 2002).	47
Tabela 3.4 – Resposta do gerador distribuído para tensões (Public Utility Commission of Texas, 2002).	48
Tabela 3.5 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (LIPA, 2008a; LIPA, 2008b).	48
Tabela 3.6 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (LIPA, 2008a; LIPA, 2008b).	48
Tabela 3.7 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (Hydro One, 2009).	49
Tabela 3.8 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (Hydro One, 2009).	49
Tabela 3.9 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (Toronto Hydro, 2007).	50
Tabela 3.10 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (Toronto Hydro, 2007).	51
Tabela 3.11 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (CEMIG, 2011).	52
Tabela 3.12 – Resposta dos gerador distribuído para variações de tensão (CEMIG, 2011).	52
Tabela 3.13 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (COELBA, 2012).	53

Tabela 3.14 – Resposta do gerador distribuído para variações de tensão (COELBA, 2012). .	53
Tabela 5.1 – Índices de variação de tensão na barra 6	89
Tabela 5.2 – Posição inicial e final dos <i>taps</i>	96
Tabela A. 1 – Parâmetros dos geradores distribuídos do Sistema-teste 01.....	129
Tabela A. 2 – Potências nominais das cargas do Sistema-teste 01	129
Tabela A. 3 – Dados da rede de distribuição do Sistema-teste 01	130
Tabela A. 4 – Parâmetros dos geradores distribuídos do Sistema-teste 02.....	130
Tabela A. 5 – Parâmetros dos transformadores de interconexão dos GDs do Sistema-teste 02.	130
Tabela A. 6 – Parâmetros do regulador automático de tensão (RAT) do Sistema-teste 02...	131
Tabela A. 7 – Cargas do Sistema-teste 02.	131
Tabela A. 8 – Impedâncias das linhas de distribuição do Sistema-teste 02.....	132

Lista de Siglas

ADALINE – *Adaptive Linear Neuron*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

DT – Domínio do Tempo

EUA – Estados Unidos da América

FC – Fluxo de Carga

GD – Gerador Distribuído

IEA – *International Energy Agency*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

ITI – *Information Technology Industry Council*

LIPA – *Long Island Power Authority*

MME – Ministério das Minas e Energias

np – Constante que indica o comportamento do componente de potência ativa da carga em relação à variação da tensão nodal

nq – Constante que indica o comportamento do componente de potência reativa da carga em relação à variação da tensão nodal

OLTC – *On Load Tap Changer*

PHC – Pequena Central Hidrelétrica

PLCC – *Power Line Carrier Communication*

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PWM – *Pulse-Width Modulation*

RAT – Regulador Automático de Tensão

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

TA – Tensão de Atendimento

TC – Tensão Controlada

TL – Tensão de Leitura

V₀ – Tensão na carga antes do processo de religamento (p.u.)

V₁ – Tensão na carga imediatamente após o religamento (p.u.)

V_F – Tensão na carga em regime permanente, após a completa operação do regulador de tensão (p.u.)

VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração

ΔT_R – Tempo total de recuperação dos níveis de tensão devido à atuação do regulador de tensão

ΔV₁ – Índice de variação de tensão que representa a diferença entre a tensão verificada antes e após o religamento

Sumário

Capítulo 1.....	25
Introdução.....	25
1.1 Justificativas e Objetivos	28
1.2 Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos e Periódicos	29
1.3 Organização do Documento	30
Capítulo 2.....	33
Impactos da Geração Distribuída na Qualidade da Energia Elétrica.....	33
2.1 Aspectos da Geração Distribuída na Qualidade da Energia Elétrica	34
2.2 Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento	39
Capítulo 3.....	45
Metodologia de Análise	45
3.1 Análise dos Critérios da Proteção Anti-Ilhamento.....	45
3.2 Ferramenta Computacional para a Modelagem do Sistema Elétrico e Análise das Variações de Tensão	54
3.3 Determinação da Natureza e Extensão das Variações de Tensão	63
3.4 Identificação de Soluções Potenciais	64
Capítulo 4.....	65
Análise Estática do Sistema	65
4.1 Geradores Distribuídos em Modo de Controle de Fator de Potência Unitário	66
4.2 Geradores Distribuídos em Modo de Controle de Tensão em 1 p.u.	74
4.3 Considerações Finais.....	81
Capítulo 5.....	83
Análise Dinâmica do Sistema.....	83
5.1 Descrição do Caso Base	83
5.2 Análise do Caso Base.....	85
5.3 Caracterização das Variações de Tensão	88
5.4 Análise de Sensibilidade	91
5.5 Considerações Finais.....	100

Capítulo 6	103
Metodologia de Análise das Variações de Tensão	103
6.1 Método do Fluxo de Carga para Análise das Variações de Tensão	103
6.2 Validação do Método	105
6.3 Aplicação do Método do Fluxo de Carga em um Sistema Baseado em uma Rede de Distribuição Real.....	110
6.4 Instalação de Bancos de Capacitores como Medida Mitigatória das Variações de Tensão	113
6.5 Considerações Finais	118
Capítulo 7	119
Considerações Finais e Conclusões	119
7.1 Sugestões para trabalhos Futuros	121
Referências Bibliográficas.....	123
Apêndice A.....	129
Detalhamento dos Sistemas Elétricos Estudados.....	129
A.1 Sistema-teste 01.....	129
A.2 Sistema-teste 02.....	130

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos de potência tradicionais foram concebidos, de forma geral, com a topologia mostrada na Figura 1.1, sendo que a geração é feita por grandes centrais produtoras de energia, alimentando as subestações de distribuição por meio das linhas de transmissão. As subestações de distribuição, por sua vez, são responsáveis pela distribuição da energia elétrica para o seu consumidor final. Este tipo de arranjo durante muito tempo apresentou vantagens, principalmente no que diz respeito à eficiência tanto econômica quanto elétrica (Jenkins *et al*, 2000). Contudo, fatores como a reestruturação do setor de energia elétrica, a necessidade do aproveitamento de diferentes fontes de energia visando à diversidade na geração, e a criação de barreiras ambientais para a implantação de novas grandes unidades geradoras de energia elétrica bem como de novas linhas de transmissão, têm feito aumentar o interesse pela instalação de unidades geradoras de pequeno e médio porte, conectadas diretamente nas redes de distribuição. Este tipo de geração é denominada Geração Distribuída (GD) ou Geração Dispersa (Jenkins *et al*, 2000; CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999).

A geração distribuída pode ser caracterizada pela forma de geração não centralizada, com unidades inferiores a 50 MW visando o consumo local, diretamente conectada no sistema de subtransmissão ou distribuição de energia (Jenkins *et al*, 2000; CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; CIRED Working Group 04, 1999). Segundo Lora e Haddad (2006) é geralmente limitada superiormente entre 30 MW e 50 MW. Para Ackermann *et al* (2001), a geração distribuída pode ser dividida em quatro faixas:

- Micro GD: Sistemas com potência inferior a 1 MW;
- Pequena GD: Sistemas com potência entre 1 e 30 MW;

- Média GD: Sistemas com potência entre 30 e 50 MW;
- Grande GD: Sistemas com potência entre 50 e 100 MW.

Salienta-se que, com o crescimento da instalação de unidades de micro geração, estes valores de potência nominal dos geradores distribuídos apresentam uma tendência de redução. Outra característica que pode ser citada acerca deste tipo de geração é a diversidade de fontes de energia renováveis e não renováveis que podem ser empregadas na produção da energia elétrica (Jenkins *et al*, 2000; Saidian *et al*, 2010a), tais como: solar (fotovoltaica), turbinas a gás, turbinas a vapor (biomassa e combustíveis fósseis), eólica, geradores de combustão interna (combustíveis fósseis), pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) e células de combustível. A energia solar faz uso de células fotovoltaicas para converter a energia proveniente da radiação solar em energia elétrica (Guo *et al*, 2009); geradores síncronos são basicamente utilizados em PCHs e em turbinas a gás e a vapor, enquanto os geradores de indução convencionais ou duplamente alimentados são utilizados em turbinas eólicas (Parsons Jr., 1984; Jenkins *et al*., 2000). No contexto da geração distribuída, no Brasil e no mundo, o gerador síncrono é o mais utilizado, sobretudo em unidades de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas devido ao fato da tecnologia que envolve esse tipo de gerador ser bastante consolidada (Padilha, 2010).

Figura 1.1 – Sistema elétrico de potência convencional (Jenkins *et al*, 2000).

As formas de geração de energia que utilizam fontes renováveis basicamente se encaixam no perfil da geração distribuída por possuírem menores densidades de energia em relação às grandes unidades geradoras que utilizam combustíveis fósseis. Isso faz com que suas plantas sejam geograficamente bastante distribuídas. Por exemplo, as PCHs ficam localizadas em

pequenos rios; os parques eólicos devem ser instalados em lugares onde haja vento; usinas de cogeração são geralmente alocadas próximas às suas fontes de combustível fazendo com que sejam conectadas diretamente na rede de distribuição (Jenkins *et al*, 2000).

Alguns impactos são esperados com a inserção de geradores distribuídos (GDs) nas redes de distribuição, tais como: (i) alteração do foco de investimentos das concessionárias, tendo em vista que a instalação da GD possibilita o alívio do carregamento do sistema é possível reduzir os investimentos em trocas de equipamentos, em contrapartida, aumentam-se os investimentos nas proteções e instalações dos geradores distribuídos, (ii) a redução de perdas, (iii) o atendimento às comunidades isoladas, (iv) redução de emissões de gases poluentes, (v) melhoria na qualidade da energia e confiabilidade do sistema, podendo inclusive ser utilizada como fonte de energia de retaguarda para consumidores caso ocorra o desligamento da rede principal (Bommareddy e Makram, 2007; Dias *et al*, 2005). A possibilidade de utilizar sistemas de cogeração de energia é mais uma vantagem da geração distribuída, pois esses sistemas desenvolvem de forma simultânea a geração de energia elétrica juntamente com a geração de calor a partir da queima de combustíveis fósseis, ou biomassa, tornando todo o processo mais eficiente. Do ponto de vista ambiental, a energia eólica e a solar são duas formas de geração que não emitem gases do efeito estufa durante a produção de energia elétrica e que também estão inseridas neste contexto (Lora e Haddad, 2006). A geração distribuída também se mostra eficiente do ponto de vista econômico, ao passo que, com o seu crescimento, diminuem-se os investimentos em construções de linhas de transmissão de energia elétrica. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2011) há uma perspectiva da redução de aproximadamente 130 bilhões de dólares nos investimentos em linhas de transmissão no mundo até o ano de 2030.

No Brasil, um dos fatores para o crescimento da geração distribuída se deu com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), lançado pelo governo federal no ano de 2004, pelo decreto nº 5.025 com o objetivo de aumentar a participação da energia proveniente de parques eólicos, usinas de biomassa e PCHs na matriz energética brasileira. Inicialmente estava prevista a instalação de 3.300 MW, sendo que 1.100 MW seriam destinados para cada tecnologia. Após modificações no projeto original do programa, a parcela de cada tecnologia de geração de energia a ser instalada foi alterada e foi estabelecido que 1.191,24 MW fossem provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa (MME, 2011).

Como discutido anteriormente, a geração distribuída possui inúmeras vantagens, entretanto, modificações nas metodologias de planejamento e adaptações na operação das redes de distribuição de energia elétrica são exigências de suas instalações, tendo em vista que os sistemas de distribuição foram inicialmente projetados como redes passivas com fluxo de potência unidirecional, ou seja, da subestação para as cargas. Portanto, estudos para avaliar seus impactos em diversos aspectos do sistema de distribuição se fazem necessários, sejam eles comerciais, gerenciais, técnicos, regulatórios e operacionais (Bommareddy e Makram, 2007). Perfil de tensão em regime permanente, estabilidade de tensão, estabilidade de ângulo, filosofia do sistema de proteção, transitórios de tensão, correntes de curto-circuito, distorção harmônica, ferro-ressonância e confiabilidade são principais aspectos que podem ser afetados. Quais desses fatores realmente serão mais afetados depende da quantidade de geração a ser instalada, do tipo de gerador a ser empregado e das características da rede elétrica. Tendo em vista os aspectos citados, o tema central deste trabalho é a investigação e a indicação de ações atenuantes de eventuais impactos negativos dos geradores síncronos distribuídos na qualidade da energia elétrica fornecida pelos sistemas de distribuição.

1.1 Justificativas e Objetivos

Um dos aspectos motivadores deste trabalho é o fato da geração distribuída estar se tornando universal, ou seja, cada vez mais este modo de geração está sendo instalado nas redes de distribuição e as concessionárias ao redor do mundo estão se adequando à esta nova vertente. Tendo em vista isto, o foco principal deste trabalho é a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores quando ocorre desconexão de geradores síncronos distribuídos pela atuação de suas proteções anti-ilhamento. Apesar de existirem muitos trabalhos na literatura técnica que tratam de vários aspectos da geração distribuída, desde os níveis de tensão na presença de geradores distribuídos (Jenkins *et al*, 2000; Masters, 2002; Petean *et al*, 2010; Collins e Jiang, 2008; Padilha, 2010) até os impactos da geração distribuída na coordenação da proteção do sistema de distribuição (Britto *et al*, 2004; Gomez *et al*, 2005; Guillot *et al*, 2001), nenhum deles faz estudos relativos aos impactos negativos do ponto de vista da qualidade de energia acarretados pela desconexão de geradores distribuídos.

Atualmente, os geradores distribuídos que estão conectados em paralelo ao sistema de distribuição devem se desconectar no acontecimento de faltas na rede, principalmente se ocorre o ilhamento (IEEE Std. 1547, 2003). Tal procedimento é padrão nas concessionárias de energia elétrica e está normatizado pelos principais guias técnicos em empresas ao redor do

mundo (Hydro One, 2009; Hydro-Quebec, 2011; IEEE Std. 1547, 2003) e no Brasil (COELBA, 2012; COPEL, 2012; CEMIG, 2011). O aparecimento de variações de tensões ao longo das linhas de distribuição é uma consequência proeminente desta desconexão, as quais podem provocar desligamentos e mau funcionamento de equipamentos, tais como, microcomputadores, inversores, motores de indução, e principalmente em equipamentos eletrônicos (Macken *et al* , 2004; Dugan *et al*, 2002). Nota-se, que o problema apresentado pode ser considerado novo, no sentido de não existirem estudos mais profundos nesta área, sobretudo quando se relaciona a proteção anti-ilhamento com a ocorrência de variações de tensão. Além disso, à medida que aumentam o número de geradores distribuídos na rede, este problema passa a merecer cada vez mais atenção.

Os objetivos principais desta dissertação de mestrado são apresentados a seguir:

- Desenvolver um método para analisar as variações de tensão e problemas correlatos causados pela atuação da proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos;
- Identificar a natureza e a extensão do problema, para determinar a relação variações de tensão com o número, localização e capacidade dos geradores síncronos distribuídos conectados no sistema de distribuição, e também com o nível de carregamento da rede elétrica, localização dos religadores automáticos e tipos de carga do sistema;
- Propor e analisar uma possível solução para minimizar a intensidade das variações de tensão causadas pela atuação da proteção anti-ilhamento.

1.2 Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos e Periódicos

Como resultados diretos deste trabalho seguem abaixo os artigos publicados em periódicos e eventos científicos especializados no assunto:

1.2.1 Publicações em Periódicos

TRINDADE, F. C. L.; NASCIMENTO, K. V.; VIEIRA, J. C. M. Investigation on Voltage Sags Caused by DG Anti-Islanding Protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 2, pp. 972-980, Apr. 2013. (doi: 10.1109/TPWRD.2012.2237419)

1.2.2 Publicações em Eventos Científicos

NASCIMENTO, K. V.; LIMA, R. L.; VIEIRA, J. C. M. Análise de Variações de Tensão em Sistemas Elétricos Causadas pela Desconexão de Geradores Distribuídos. **Publicado no IX Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission**, Novembro de 2011, Mar Del Plata, Argentina.

LIMA, R. L.; NASCIMENTO, K. V.; VIEIRA, J. C. M. Caracterização de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos. **Publicado na IX Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**, Agosto de 2011, Cuiabá, Brasil.

1.3 Organização do Documento

Este documento está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: faz uma descrição detalhada do problema a ser analisado, apresentando uma revisão bibliográfica sobre os impactos da geração distribuída na qualidade da energia elétrica, bem como na sua relação com as variações de tensão. Por fim, é feita a caracterização do problema a ser estudado demonstrando a sua importância;
- Capítulo 3: descreve em detalhes a metodologia utilizada nesta pesquisa, mostrando a análise dos critérios da proteção anti-ilhamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a metodologia para analisar as variações de tensão descrevendo o sistema elétrico simulado e a ferramenta de simulação SimPowerSystems. Neste capítulo, propõe-se também a determinação da natureza e a extensão dos afundamentos de tensão bem como a identificação da solução potencial;
- Capítulo 4: faz uma análise estática do problema tratado neste trabalho e avalia a extensão das variações de tensão causadas pela atuação da proteção anti-ilhamento de sistemas com geração distribuída bem como os fatores que as influenciam;
- Capítulo 5: faz uma análise dinâmica do problema por meio de simulações no domínio do tempo propondo índices que melhor avaliem as variações de tensão. Uma análise de sensibilidade é feita para melhor investigar os fatores que influenciam os índices de variação de tensão propostos;
- Capítulo 6: propõe uma metodologia que simplifique a análise das variações de tensão, utilizando apenas análise estática, por meio de simulações de fluxo de carga para obter os índices propostos no capítulo 5. Por fim, é proposta e avaliada a

inserção de capacitores na rede como medida mitigatória do problema utilizando um sistema que representa uma rede de distribuição real.

- Capítulo 7: são tecidas as conclusões finais deste trabalho bem como indicadas sugestões para trabalhos futuros;
- Apêndice A: mostra as tabelas com valores dos parâmetros de rede dos sistemas-teste utilizados neste trabalho: parâmetros dos geradores, reguladores, linhas de distribuição, entre outros;

Capítulo 2

Impactos da Geração Distribuída na Qualidade da Energia Elétrica

O interesse do mercado em obter uma melhor qualidade de energia entregue aos seus consumidores, e mais precisamente no perfil de tensão tem crescido bastante. Segundo Jenkins *et al* (2000), esse interesse se dá por vários fatores, tais como: (i) o crescimento de cargas sensíveis a variações de tensão, variações do ângulo de fase e da frequência, (ii) a proliferação de dispositivos chaveados eletronicamente, como os microcomputadores domésticos que injetam harmônicos na rede, (iii) o aumento de equipamentos sofisticados nas indústrias, os quais necessitam de boa qualidade de energia para operar corretamente e ter uma boa vida útil para não trazer prejuízos financeiros, especialmente os prejuízos causados pela interrupção de processos industriais contínuos. Apesar dos aspectos relativos à qualidade de energia serem de interesse de qualquer sistema de distribuição, a inserção de geradores distribuídos os torna ainda mais relevantes, tendo em vista que as redes inicialmente projetadas para serem passivas e com fluxo de potência unidirecional tornam-se ativas, aumentando a sua complexidade de operação (Jenkins *et al*, 2000).

Este capítulo trata dos impactos da geração distribuída na qualidade da energia elétrica, com maior foco nos problemas relativos aos níveis das tensões entregues aos consumidores, principalmente quando há desconexão dos mesmos devido à atuação de suas proteções anti-ilhamento. Ao final são feitos a caracterização e detalhamento do problema estudado.

2.1 Aspectos da Geração Distribuída na Qualidade da Energia Elétrica

Os efeitos da geração distribuída na qualidade de energia elétrica dependem de muitos fatores, entre eles estão: (i) o tipo, localização e porte do gerador, (ii) a capacidade do gerador em relação ao tamanho do sistema, (iii) o tamanho das cargas próximas a esses geradores e (iv) a estratégia de regulação de tensão do alimentador de distribuição (El-Samahy e El-Saadany, 2005). As questões relativas à qualidade de energia na geração distribuída serão levantadas nas subseções a seguir.

2.1.1 Efeito *Flicker*

O efeito *Flicker* é um fenômeno designado pela cintilação luminosa, e se refere à percepção do olho humano a flutuações de tensão acarretadas por variações bruscas na frequência, principalmente nas lâmpadas incandescentes, trazendo desconforto aos usuários. Um exemplo da flutuação de tensão que gera o efeito *Flicker* pode ser visto na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Efeito *Flicker* na tensão (Saidian *et al*, 2010b).

O efeito *Flicker* pode ser causado tanto por cargas como fornos a arco, máquinas de solda, britadeiras, betoneiras, e etc. (Jenkins *et al*, 2000). Morsi e Hawary (2008) fazem um estudo de caso para avaliar os impactos no efeito *Flicker* de um gerador síncrono de 180 VA em um sistema de baixa tensão de 120 volts, e concluem que durante os períodos aos quais as cargas foram alimentadas pelo gerador distribuído, os limites admissíveis de *Flicker* foram infringidos, em contraste com o que ocorreu quando as cargas foram alimentadas apenas pela rede de distribuição. Neste caso, a ocorrência do efeito *Flicker* está intimamente ligada à ocorrência de oscilações de frequência em virtude da presença do gerador distribuído. Saidian *et al* (2010b) fizeram um estudo de caso analisando os impactos do porte dos geradores

síncronos distribuídos na intensidade da flutuação de tensão que causa o efeito *Flicker*, e concluíram que o aumento da potência do gerador mitiga o efeito. Marei *et al* (2003) propuseram um método baseado em uma nova estratégia de controle para regular e compensar o efeito *Flicker*. Tal controle é baseado em um rastreamento instantâneo da baixa frequência que envolve a forma de onda da tensão durante a flutuação. A técnica inteligente ADALINE (*Adaptive Linear Neuron*) é utilizada nesse rastreamento, então a diferença entre os valores dessa envoltória rastreada e os valores de referência para a tensão é dada como entrada no controlador para que o mesmo comande a injeção de potência reativa no circuito, minimizando assim o efeito *Flicker*.

Conforme mostrado anteriormente, pode-se concluir que, do ponto de vista do efeito *Flicker*, os geradores distribuídos podem influenciar de forma positiva mitigando o mesmo como é o caso exemplificado por Saidian *et al* (2010b).

2.1.2 Harmônicos

A geração distribuída pode degradar a qualidade da energia, pois muitas de suas tecnologias injetam harmônicos nas redes de distribuição, como é o caso das formas de geração que utilizam conversores eletrônicos de potência (eólica, fotovoltaica, micro turbinas, células de combustível, e etc.) (Dugan *et al*, 2002). O tipo e a severidade desses harmônicos dependem basicamente do tipo de tecnologia aplicada nos conversores bem como da configuração de interconexão entre o gerador distribuído e a rede de distribuição. Os equipamentos mais antigos, como aqueles baseados em tiristores, produzem muitos harmônicos, em compensação, os novos projetos de inversores que são equipados com IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e que usam a tecnologia PWM (*Pulse-Width Modulation*) satisfazem os critérios internacionais para a injeção de harmônicos na rede. Máquinas rotativas também geram harmônicos na rede, porém muitas vezes são desprezados (Jenkins *et al*, 2002).

2.1.3 Influência da Geração Distribuída do Perfil de Tensão em Redes De Distribuição

Neste tópico serão tratados os efeitos de geradores distribuídos no perfil de tensão de redes de distribuição de energia elétrica, em específico para a geração distribuída feita por máquinas síncronas, que é o foco deste trabalho. Tais geradores possuem versatilidade de injeção de potência ativa e reativa no sistema elétrico, a depender de seu modo de controle, por isso podem ser utilizados como suporte de potência reativa em sistemas de distribuição. No

entanto, para usufruir desta facilidade sem degradar o perfil de tensão, os geradores devem ser coordenados com outros dispositivos reguladores de tensão tais como bancos de capacitores, transformadores com comutação de *tap* e autotransformadores reguladores de tensão (Jenkins *et al*, 2000; Padilha, 2010).

2.1.3.1 Regulação de Tensão

Em Masters (2002) é apresentado um estudo de caso demonstrando os impactos da geração distribuída nos níveis de tensão de um sistema de distribuição de energia elétrica. Com base nesse estudo de caso, o autor mostra como a tensão em regime permanente ao longo da linha de distribuição se eleva com a inserção de geradores distribuídos na rede.

Quando conectado, o gerador distribuído afeta o fluxo de potência da rede e o perfil de tensão da mesma, pois, para injetar potência ativa no sistema, ele precisa ter em seus terminais uma tensão mais elevada do que a da barra da subestação, a não ser que absorva grande parte da potência reativa da rede (Masters, 2002). Isso pode ser demonstrado pela Figura 2.2 e pela Equação 2.1.

$$\Delta V = V_{GD} - V_{SE} = \frac{RP + XQ}{V_{GD}} \quad (2.1)$$

Onde:
 V_{SE} = Tensão da subestação
 V_{GD} = Tensão do Gerador Distribuído
 R = Resistência da linha
 X = Reatância da linha

Figura 2.2 – Fluxo de potência do sistema de distribuição.

A depender de quando o gerador distribuído estiver importando ou exportando potência reativa, o termo XQ pode ser positivo ou negativo. Contudo, o termo XQ será sempre pequeno em relação ao termo RP , devido à baixa razão X/R . Então, a diferença entre a V_{GD} e V_{SE} será positiva, logo a tensão nos terminais do gerador distribuído será maior do que a tensão da subestação. Isso explica a elevação do perfil de tensão nos pontos de interconexão entre o gerador distribuído e a rede de distribuição e que poderá ser mais crítica em períodos de baixa demanda (Freitas *et al*, 2005a; Freitas *et al*, 2006).

Esses níveis de tensão poderão alcançar patamares indesejados pelas concessionárias, já que podem infringir os níveis recomendados pelas normas técnicas de distribuição de cada

país. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define, em suas normas, os níveis de tensão admissíveis recomendados para as redes de distribuição. A concessionária que os infringir estará sujeita a penalidades, tais valores estão demonstrados na Tabela 2.1 (ANEEL, 2013) para a faixa de tensão tipicamente empregada na conexão de geradores distribuídos.

Tabela 2.1 – Níveis de tensão em regime permanente para sistemas de tensão nominal entre 1 kV e 69 kV (ANEEL, 2013).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Controlada (TC)
Adequada	$0,93 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TC}$
Precária	$0,90 \text{ TC} \leq \text{TL} < 0,93 \text{ TC}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TC}$ ou $\text{TL} > 1,05 \text{ TC}$

As possíveis ações mitigatórias dessa elevação de tensão causada pela inserção de geradores distribuídos nas redes de distribuição são (Masters, 2002):

- Importação de potência reativa por parte do gerador distribuído, fazendo com que ele opere com fator de potência indutivo;
- Instalação de autotransformadores ou reguladores de tensão ao longo da linha;
- Aumento da seção transversal dos condutores para que seja reduzida a resistência da linha de distribuição;
- Redução do montante de potência ativa que o gerador distribuído injeta na rede;
- Uma miscelânea das ações previamente mencionadas.

Nuroglu e Arsoy (2008) apresentam um estudo dos impactos nos níveis de tensão causados pela entrada geradores síncronos distribuídos em diferentes tipos de redes de distribuição. No artigo, foram feitas simulações computacionais nas diferentes configurações de rede variando-se tanto a localização quanto o nível de penetração destes geradores no sistema de distribuição. Os autores concluem que, para as diferentes configurações de redes de distribuição, os melhores perfis de tensão se apresentaram quando os geradores foram alocados de forma distribuída na rede.

Em Kojovic (2002) foram feitos estudos para determinar a influência de geradores síncronos distribuídos no perfil de tensão de um sistema de distribuição, quando os mesmos operam em conjunto com os dispositivos de regulação de tensão que existem no sistema. Tais

dispositivos estudados foram os autotransformadores reguladores de tensão, que possuem *taps* que ajustam a tensão de saída em $\pm 10\%$ com 32 passos, e bancos capacitores. Com o objetivo de evitar a ação de mais de um dispositivo de regulação para normalizar a tensão no sistema, o autor propõe primeiramente que a melhor condição de operação desses dispositivos seja encontrada quando o sistema não possui geradores distribuídos conectados. Após isso, simulações foram feitas com os geradores conectados e foram analisados os diversos aspectos que podem influenciar a operação conjunta dos dispositivos e os geradores distribuídos para manter as tensões ao longo da linha dentro dos níveis aceitáveis pelas normas de qualidade de energia. Tais fatores analisados foram o posicionamento do gerador distribuído e dos dispositivos de regulação de tensão, bem como o montante de potência ativa e reativa produzidas pelo gerador. A partir destes estudos, é possível otimizar o funcionamento e posicionamento dos dispositivos para que atuem em conjunto com os geradores distribuídos inseridos na rede. O autor não faz menção à forma como essa otimização pode ser feita, deixando como contribuição apenas as suas conclusões as experiências obtidas com simulações de fluxo de carga.

Com pode ser visto, de forma geral a presença de geradores distribuídos no sistema de distribuição de energia eleva o perfil de tensão da mesma, o que pode tanto ser um efeito positivo quanto negativo, a depender de vários fatores (demanda, coordenação dos dispositivos reguladores, quantidade de potência injetada pelo gerador, localização do gerador, e etc.). Isso faz com que os níveis de tensão entrem ou saiam da faixa de tensão permitida por norma.

2.1.3.2 *Variações de Tensão*

Afundamentos de tensão geralmente são associados a faltas ocorridas nos sistemas elétricos de potência, porém a desconexão abrupta de geradores distribuídos das redes de distribuição pode causar tanto afundamentos quanto elevações de tensão, a depender do cenário no qual o gerador está inserido. Essas variações indesejadas podem afetar negativamente a qualidade da energia entregue aos consumidores (Dugan *et al*, 2002). Devido ao fato dos geradores distribuídos normalmente elevarem o perfil de tensão de sistemas de distribuição, quando eles se desconectam, os consumidores podem estar sujeitos a níveis de tensão fora da faixa permitida pelas agências reguladoras e assim permanecerem até que os dispositivos reguladores de tensão atuem, o que pode levar certo tempo, tendo em vista que os mesmo são eletromecânicos. Em Freitas *et al* (2005b) foi feito um estudo sobre o impacto da

geração distribuída nos afundamentos de tensão em redes de distribuição devido a faltas desbalanceadas. Os resultados das simulações mostraram que durante faltas, de maneira geral, geradores síncronos distribuídos que estão em modo de controle de tensão constante podem melhorar o desempenho da tensão nas barras em que estão conectados, porém, nas demais barras, os afundamentos podem ser agravados devido ao aumento do nível curto-circuito do sistema. Em Freitas *et al* (2005a) e Freitas *et al* (2006), resultados preliminares mostram que quanto maior a capacidade e o número de geradores distribuídos inseridos nas redes de subtransmissão e distribuição, maiores serão os afundamentos devido a desconexões dos mesmos. É neste problema que se baseia o estudo deste trabalho e será detalhado no item a seguir.

2.2 Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento

Ilhamento, segundo a IEEE Standards 929-2000 (2000), é conceituado como a condição a qual uma porção do sistema de distribuição que contém tanto cargas como geradores distribuídos se mantém energizada enquanto está isolada do sistema da distribuidora de energia elétrica. A Figura 2.3 ilustra tal situação.

Figura 2.3 – Ilha formada pela abertura do disjuntor.

A operação ilhada pode trazer problemas aos sistemas de distribuição, principalmente no que diz respeito aos aspectos técnicos, de segurança e econômicos (Walling e Miller, 2002). Vieira Jr (2006) enumera alguns desses aspectos:

- Pelo fato de parte da rede elétrica estar energizada sem o conhecimento da concessionária, o seu pessoal técnico envolvido na manutenção tem sua segurança ameaçada;

- Problemas relativos ao controle da tensão e frequência dentro da ilha podem surgir, uma vez que as concessionárias não têm controle sobre os geradores distribuídos, pois muitas vezes não as pertencem. Logo, as mesmas não conseguem garantir a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores;
- Após a perda da conexão com a concessionária, as correntes de curto-circuito dentro da ilha reduzem de maneira drástica fazendo com que os dispositivos de proteção percam a coordenação entre si;
- Falhas no sistema de aterramento da ilha podem acontecer prejudicando a detecção de faltas fase-terra, devido ao fato da corrente de curto-circuito nesse caso ser muito baixa ou nula.

Tendo em vista os aspectos mostrados anteriormente, o ilhamento ainda não é uma situação desejada pelas concessionárias (Hydro One, 2009; Hydro-Quebec, 2011), porém trabalhos estão sendo feitos na tentativa de fazer a operação ilhada segura e confiável (Londero *et al*, 2010; Mulhausen *et al*, 2010) . As normas que tratam do problema do ilhamento dependem de cada país, mas geralmente seguem os mesmos padrões (Kumpulainen e Kauhaniemi, 2004) contendo os seguintes requisitos: (i) o gerador distribuído deve se desconectar da rede em caso de variações anormais de tensão ou frequência, (ii) caso uma ou mais de suas fases se desconectem do sistema, o gerador distribuído deve se desligar rapidamente da rede, e (iii) caso haja religamento automático, o gerador distribuído deve se desconectar antes do religamento da rede. Estas normas, que podem variar de acordo a concessionária, serão tratadas com mais detalhes no Capítulo 3.

Para que a proteção anti-ilhamento atue, primeiramente, é necessária a detecção do mesmo, e são várias as técnicas para que isso seja feito. As técnicas de detecção podem ser divididas em técnicas remotas e técnicas locais. As remotas englobam as técnicas baseadas no sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), no sistema PLCC (*Power Line Carrier Communication*), e na rede de comunicação de relés, enquanto, as locais abrangem as técnicas passivas e as ativas. Técnicas passivas são aquelas baseadas em medidas de grandezas elétricas no ponto de interconexão entre o gerador distribuído e o sistema elétrico, sendo que o ilhamento é identificado se houver variações significativas das grandezas medidas. As técnicas ativas que atuam no local de acoplamento do gerador distribuído, caso haja a injeção de sinais capazes de provocar pequenos distúrbios no sistema elétrico, fazendo com que o sistema apresente respostas para a condição normal interligada de operação diferente das

respostas obtidas quando o gerador estiver operando ilhado (Vieira Jr, 2006). Logo analisando o comportamento dessas respostas, é possível identificar as situações de ilhamento.

Para caracterizar o problema a ser estudado neste trabalho, juntamente com a sua natureza e importância, o exemplo mostrado na Figura 2.4(a) pode ser usado. Neste sistema, admite-se uma condição normal de operação na qual a carga total a jusante do religador seja de 5 MW e os geradores distribuídos estejam entregando 3 MW ao sistema. Neste caso, desconsiderando as perdas nas linhas de distribuição, o fluxo de potência ativa sobre o religador é de 2 MW. Para a condição de operação descrita, o sistema de regulação automática da tensão estará configurado com uma posição de *tap* apropriada para manter o perfil de tensão dentro dos valores permitidos pelas normas das agências reguladoras.

Considere a abertura do religador, ainda na Figura 2.4(a). No intervalo entre a abertura e o religamento, todos os geradores distribuídos localizados a jusante do religador serão desconectados para satisfazer os requisitos da proteção anti-ilhamento. Assim, após o religamento, o fluxo de potência sobre o religador sofrerá um aumento significativo, passando de 2 MW para 5 MW, conforme mostrado na Figura 2.4(b). O resultado disso é o aparecimento de um afundamento de tensão, cuja duração está vinculada ao tempo de operação dos reguladores de tensão e bancos de capacitores presentes no sistema (Figura 2.5), a qual pode ser longa devido à lentidão de atuação desses dispositivos no processo de correção da tensão.

(a) Operação Normal

(b) Após a atuação da proteção anti-ilhamento e religamento do religador

Figura 2.4 – Mecanismo de surgimento de afundamentos de tensão causados pela proteção anti-ilhamento.

Este problema pode gerar dificuldades para a reconexão dos geradores distribuídos, pois as tensões podem variar bastante em virtude da ação dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores para restaurar as tensões nos níveis adequados. A realização do estudo justifica-se pelo fato de que o problema apresentado ser considerado novo e atualmente não existem métodos para sua análise e correção. Deste modo, uma vez que os critérios da proteção anti-ilhamento são bem definidos, é necessária a procura de meios para eliminar ou minimizar eventuais impactos negativos de sua atuação na qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores uma vez que os afundamentos de tensão podem ser intensos ao ponto de infringirem os níveis permitidos pelas normas técnicas que regem os sistemas de distribuição de energia elétrica. Além dos afundamentos, ressalta-se que as cargas localizadas a montante do religador automático podem sofrer uma elevação de tensão durante o tempo em que o mesmo permanece aberto. Isso implica em uma variação de tensão significativa destas cargas durante o ciclo de operação do religador, ou seja, uma elevação de tensão após uma abertura, seguida de um afundamento após o religamento. Nota-se, portanto, que cargas sensíveis às variações de tensão podem ser as mais prejudicadas neste processo. A Figura 2.5 detalha o que ocorre com a tensão em uma linha de distribuição que possui gerador distribuído, durante e após o processo de religamento.

Figura 2.5 – Resposta da tensão em uma linha de distribuição durante o processo de religamento.

Onde,

T_1 = Período no qual o sistema está na situação pré-falta com os GDs e cargas conectados;

T_2 = Período no qual ocorre a falta no sistema, abertura do religador, desconexão dos GDs e fechamento do religador respectivamente;

T_3 = Período após o religamento no qual ocorre a atuação do(s) dispositivo(s) regulador(es) de tensão para reestabelecimento dos níveis aceitáveis;

T_4 = Período após a atuação dos reguladores no qual a tensão na linha já está estabilizada nos níveis aceitáveis.

Capítulo 3

Metodologia de Análise

Este capítulo apresenta a metodologia a ser seguida nesta dissertação, fornecendo uma visão completa dos estudos realizados. Ela se baseia em quatro etapas:

- (i) Análise dos critérios da proteção anti-ilhamento;
- (ii) Ferramenta computacional para a modelagem do sistema elétrico e análise das variações de tensão;
- (iii) Determinação da natureza e extensão dos afundamentos de tensão;
- (iv) Identificação de possíveis soluções para minimizar os afundamentos de tensão.

3.1 Análise dos Critérios da Proteção Anti-Ilhamento

Apesar das normas técnicas nacionais e internacionais para a conexão de geração distribuída concordarem com a necessidade da rápida desconexão de geradores distribuídos após ocorrência do ilhamento, cada norma possui peculiaridades com relação aos tempos de religamento automático e intervalo mínimo para a reconexão desses geradores. Essas diferenças podem influenciar a duração e intensidade das variações de tensão causadas pela rápida desconexão dos geradores distribuídos em virtude da atuação de suas proteções anti-ilhamento. Nessa conjuntura, serão apresentados nos sub-tópicos a seguir um resumo juntamente com uma análise dos critérios da proteção anti-ilhamento de algumas das principais concessionárias do mundo e do Brasil que basicamente abordam os seguintes aspectos:

- Limites tensões e frequências em regime permanente;
- Normas de proteção contra variações anormais de tensão e de frequência;
- Tempos de religamento automático;
- Reconexão automática dos geradores distribuídos.

3.1.1 Guia Técnico sobre Geração Distribuída do Estado de Alberta – Canadá (*Alberta Distributed Generation Interconnection Guide*)

Segundo a norma CSA CAN3 C235-83 (Alberta Distributed Generation Technical and Policy, 2002), para sistemas até 50 kV, as tensões nos pontos de acoplamento comum com as cargas não devem extrapolar os limites de $\pm 6\%$ da tensão nominal, ou seja, **a tensão deve estar entre 0,94 p.u. e 1,06 p.u.** Para distúrbios na frequência e na tensão ocorridos no sistema de distribuição, os geradores distribuídos devem se desconectar da rede. Essa desconexão é comandada pela atuação de relés de tensão e de frequência. Os tempos de desconexão para distúrbios na tensão e na frequência podem ser vistos na Tabela 3.1 e Tabela 3.2 respectivamente.

Tabela 3.1 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura
$V \leq 0,5$ p.u.	Instantâneo
$0,5 \text{ p.u.} < V < 0,9$ p.u.	120 ciclos
$0,9 \text{ p.u.} \leq V < 1,06$ p.u.	Operação normal - sem abertura
$1,06 \text{ p.u.} < V < 1,20$ p.u.	30 ciclos
$V \geq 1,20$ p.u.	Instantâneo

Tabela 3.2 – Resposta do gerador distribuído para variações anormais de frequência (Alberta Distributed Generation Technical and Policy Committee, 2002).

Frequência	Tempo Máximo de Abertura
$f \leq 56,4$ Hz	Instantâneo
$56,5 \text{ Hz} \leq f \leq 56,8$ Hz	7,2 ciclos
$56,9 \text{ Hz} \leq f \leq 57,3$ Hz	45 ciclos
$57,4 \text{ Hz} \leq f \leq 57,8$ Hz	7,5 ciclos
$57,9 \text{ Hz} \leq f \leq 58,4$ Hz	30 segundos
$58,5 \text{ Hz} \leq f \leq 59,4$ Hz	3 minutos
$59,5 \text{ Hz} \leq f \leq 60,5$ Hz	Operação normal - sem abertura
$60,6 \text{ Hz} \leq f \leq 61,7$ Hz	30 segundos
$f > 61,7$ Hz	Instantâneo

Para a proteção anti-ilhamento, essas normas ditam que:

- (i) Os geradores distribuídos devem se desconectar em até 600 milissegundos após a abertura dos disjuntores ou religadores da subestação;

- (ii) No caso de serem empregados esquemas de teleproteção, o proprietário do gerador distribuído é responsável por sua desconexão em caso de perda de comunicação com a rede, e deve haver um sistema de alerta após 6 segundos de perda de comunicação.

Caso esteja de acordo com a companhia distribuidora, os geradores distribuídos podem se reconectar após o processo de religamento dos disjuntores ao longo da rede, e o tempo de reconexão pode chegar até 60 minutos. No entanto, antes de ocorrer a reconexão, os níveis de frequência e tensão da rede devem estar dentro da faixa admissível durante pelo menos **5 minutos**.

3.1.2 Guia Técnico sobre Geração Distribuída do Estado do Texas – EUA (*Texas Distributed Generation Interconnection Guide*)

De acordo a norma técnica que rege os procedimentos para geração distribuída no estado do Texas – EUA (Public Utility Commission of Texas, 2002) os tempos de desligamento dos geradores distribuídos perante frequências e tensões anormais são mostrados na Tabela 3.3 e Tabela 3.4.

Fazendo uma comparação com o guia técnico do estado de Alberta (Canadá), esta norma é mais rígida do ponto de vista dos tempos máximos para a desconexão dos geradores perante frequências de 59,3 Hz. Por outro lado, do ponto de vista da reconexão dos geradores, ela requer um tempo mínimo de **2 minutos** no qual a tensão e a frequência da rede devem estar na faixa aceitável por norma, sendo este tempo menor em relação ao determinado pela norma do estado de Alberta.

Tabela 3.3 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (Public Utility Commission of Texas, 2002).

Frequência	Tempo Máximo de Abertura
$f \leq 59,3 \text{ Hz}$	15 ciclos
$59,3 \text{ Hz} \leq f \leq 60,5 \text{ Hz}$	Operação normal - sem abertura
$f > 60,5 \text{ Hz}$	15 ciclos

Tabela 3.4 – Resposta do gerador distribuído para tensões (Public Utility Commission of Texas, 2002).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura
$V \leq 0,7$ p.u.	10 ciclos
$0,7 \text{ p.u.} < V < 0,9 \text{ p.u.}$	1800 ciclos
$0,9 \text{ p.u.} \leq V < 1,05 \text{ p.u.}$	Operação normal - sem abertura
$1,05 \text{ p.u.} < V < 1,10 \text{ p.u.}$	1800 ciclos
$V \geq 1,20$ p.u.	10 ciclos

Os tempos de abertura mostrados na Tabela 3.3 e na Tabela 3.4 devem ser respeitados para garantir que os geradores distribuídos estejam desconectados do sistema de distribuição antes que ocorra o religamento automático da rede, no entanto, esta norma não cita os tempos de religamento automático que devem ser praticados pelas concessionárias.

3.1.3 Guia Técnico sobre Geração Distribuída do Estado de Long Island – EUA (*Long Island Power Authority Interconnection Guide*)

A Tabela 3.5 e a Tabela 3.6 mostram os tempos de abertura dos disjuntores dos geradores distribuídos para variações anormais de tensão e frequência (LIPA, 2008a; LIPA, 2008b):

Tabela 3.5 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (LIPA, 2008a; LIPA, 2008b).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$V \leq 0,9$ p.u.	1,0
$0,9 \text{ p.u.} < V < 1,1 \text{ p.u.}$	Operação normal - sem abertura
$V \geq 1,20$ p.u.	1,0

Tabela 3.6 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (LIPA, 2008a; LIPA, 2008b).

Frequência	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$f \leq 58,0$ Hz	1,0
$58,0 \text{ Hz} \leq f \leq 60,5 \text{ Hz}$	Operação normal - sem abertura
$f > 60,5$ Hz	0,5

No caso da *Long Island Power Authority* (LIPA), os tempos de religamento automático dos religadores ao longo da linha de distribuição podem variar de 12 ciclos a 30 segundos, e em

caso de faltas nas linhas de distribuição, o gerador distribuído deve sair do sistema em até 8 ciclos.

3.1.4 Guia Técnico para a Geração Distribuída da Concessionária *Hydro One* – Estado de Ontário – Canadá (*Hydro One Generation Technical Interconnection Requirements*)

Entre todos os guias técnicos estudados, o elaborado pela *Hydro One* (Hydro One, 2009) foi o se que mostrou mais completo acerca das normas para a conexão dos geradores distribuídos nas suas linhas de distribuição, descrevendo em detalhes os procedimentos de proteção, especialmente todo o processo de religamento automático das linhas de distribuição na presença dos geradores distribuídos. Para a concessionária, os níveis de operação normal de tensão devem estar entre 0,96 p.u. e 1,06 p.u. Em caso de variação da tensão ou da frequência fora dos padrões, os valores da Tabela 3.7 e a Tabela 3.8 devem ser respeitadas.

Tabela 3.7 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (Hydro One, 2009).

Potência do Gerador	Frequência	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
≤ 30 kW	$f > 60,5$ Hz	0,16
	$59,3 \text{ Hz} \leq f \leq 60,5$ Hz	Operação normal - sem abertura
	$f < 59,3$ Hz	0,16
> 30 kW	$f > 60,5$ Hz	0,16
	$59,8 \text{ Hz} \leq f \leq 60,5$ Hz	Operação normal - sem abertura
	$57,0 \text{ Hz} \leq f < 59,8$ Hz	Ajustável entre 0,166 e 300
	$f < 57$ Hz	0,16

Tabela 3.8 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (Hydro One, 2009).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$V \leq 0,5$ p.u.	0,16
$0,5 \text{ p.u.} \leq V < 0,88$ p.u.	2,00
$0,88 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,10$ p.u.	Operação normal - sem abertura
$1,10 \text{ p.u.} < V < 1,20$ p.u.	1,0
$V \geq 1,20$ p.u.	0,16

Segundo o guia técnico, os tempos de religamento podem variar de 0,5 a 1 segundo para disjuntores dos alimentadores, e de 1,5 a 2 segundos para religadores. No caso dos disjuntores dos alimentadores algumas normas devem ser respeitadas (Hydro One, 2009):

- Para religamento em 1 segundo:
 - É requisitado um tempo máximo de 783 ms para que o gerador distribuído detecte a uma falta ocorrida na rede de distribuição, tanto faltas trifásicas quanto faltas fase-terra;
 - O sistema de proteção anti-ilhamento do gerador tem 667 ms a partir da abertura do disjuntor do alimentador para detectar a operação ilhada e mais 50 ms para desenergizá-lo.
- Para religamento em 500 ms:
 - É requisitado um tempo máximo de 283 ms para que o gerador distribuído detecte a uma falta ocorrida na rede de distribuição, tanto faltas trifásicas quanto faltas fase-terra;
 - O sistema de proteção anti-ilhamento do gerador tem 167 ms a partir da abertura do disjuntor do alimentador para detectar a operação ilhada e mais 50 ms para desenergizá-lo.

Após a operação de religamento da rede de distribuição, a reconexão do gerador distribuído é permitida, desde que os níveis de tensão e frequência estejam estabilizados e dentro da faixa de operação ($\pm 6\%$ da tensão nominal e entre 59,3 e 60,5 Hz) por um tempo que pode ser ajustado entre 5 e 60 minutos.

3.1.5 Guia Técnico para a Geração Distribuída – Estado de Toronto – Canadá (Toronto Hydro Electric System)

A Tabela 3.9 e a Tabela 3.10 mostram os tempos de abertura dos disjuntores dos geradores distribuídos para variações anormais de frequência e de tensão, respectivamente (Toronto Hydro, 2007):

Tabela 3.9 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (Toronto Hydro, 2007).

Frequência	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$55,5 \text{ Hz} \leq f \leq 59,3 \text{ Hz}$	300
$59,3 \text{ Hz} < f < 60,7 \text{ Hz}$	Operação normal - sem abertura
$60,7 \text{ Hz} \leq f \leq 63,5 \text{ Hz}$	180

Tabela 3.10 – Resposta do gerador distribuído para tensões anormais (Toronto Hydro, 2007).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura
$V \leq 0,5 \text{ p.u.}$	0,16 segundos
$0,5 \text{ p.u.} \leq V < 0,88 \text{ p.u.}$	2,00 segundos
$0,88 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,06 \text{ p.u.}$	Operação normal - sem abertura
$1,06 \text{ p.u.} < V < 1,20 \text{ p.u.}$	2 minutos
$1,20 \text{ p.u.} < V < 1,37 \text{ p.u.}$	0,16
$V \geq 1,37 \text{ p.u.}$	Instantâneo

Segundo Toronto Hydro (2007), após um distúrbio na rede de distribuição, a proteção anti-ilhamento do deve desconectá-lo da rede, e para a sua reconexão, os níveis de tensão e frequência devem estar estabilizados na faixa de $\pm 6\%$ da tensão nominal e entre 59,3 e 60,5 Hz, respectivamente por pelo menos 5 minutos.

3.1.6 IEEE Standard 1547 – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

A norma IEEE Std. 1547 (2008), assim como as outras mostradas anteriormente nesta seção, rege os procedimentos para a interconexão de geradores distribuídos nas redes de distribuição, e trata da faixa de tensão e frequência admissíveis, bem como os tempos de desconexão caso esses níveis sejam infringidos. Também apresenta requisitos da proteção anti-ilhamento. Algumas concessionárias a seguem, como é o exemplo da Hydro One (Hydro One, 2009), sendo que a Tabela 3.8 e a Tabela 3.7 são idênticas às presentes na norma. Do ponto de vista da proteção anti-ilhamento, a mesma estabelece que o gerador distribuído deve ser desconectado em até 2 segundos após a ocorrência do ilhamento.

3.1.7 Guia Técnico para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG – Estado de Minas Gerais – Brasil

A norma elaborada pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG, 2011) trata a operação ilhada dos geradores distribuídos como na sua maioria das vezes indesejada, salvo exceções emergenciais em casos de interrupções muito longas na rede principal. Então de forma geral, a norma reza que como condição geral para o religamento do sistema pós-falta, os GDs de uma instalação produtora devem estar desconectados. Para a reconexão do gerador após o religamento, a concessionária recomenda um tempo mínimo de **2 minutos** após a estabilização dos níveis de tensão e frequência em valores adequados. A Tabela 3.11 e a Tabela 3.12 mostram os tempos de desconexão requeridos para as diferentes situações anômalas de frequência e tensão respectivamente.

Tabela 3.11 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (CEMIG, 2011).

Frequência	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$f \leq 56,5 \text{ Hz}$	Instantâneo
$56,5 \text{ Hz} < f \leq 57,5 \text{ Hz}$	5
$57,5 \text{ Hz} < f \leq 58,5 \text{ Hz}$	10
$62 \text{ Hz} \leq f < 63,5 \text{ Hz}$	30
$63,5 \text{ Hz} \leq f < 66 \text{ Hz}$	10
$f \geq 66 \text{ Hz}$	Instantâneo

Tabela 3.12 – Resposta dos gerador distribuído para variações de tensão (CEMIG, 2011).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$V \leq 0,7 \text{ p.u.}$	1,5
$0,7 \text{ p.u.} < V \leq 0,80 \text{ p.u.}$	10
$1,10 \text{ p.u.} \leq V < 1,20 \text{ p.u.}$	10
$V > 1,20 \text{ p.u.}$	0,5

Um aspecto importante observado na norma de CEMIG, porém ausente nas demais, é a recomendação sobre o valor mínimo de prováveis afundamentos de tensão causados pela desconexão repentina dos geradores. Segundo CEMIG (2011), a desconexão dos GDs não deve provocar afundamentos de tensão com tensão remanescente menor que 0,9 p.u.

3.1.8 Manual de Acesso da Geração Distribuída da COPEL – Estado do Paraná – Brasil

Segundo norma escrita pela Companhia de Energia do Estado do Paraná (COPEL, 2012) que rege a geração distribuída em suas instalações, a operação ilhada não é desejada, sendo que a proteção anti-ilhamento deve atuar sem nenhum retardo programado em caso de falta de tensão na rede de distribuição. Para que ocorra a reconexão do gerador distribuído devem se passar no mínimo **2 minutos** após o restabelecimento dos níveis de tensão e frequência adequados, a partir deste tempo, os circuitos de sincronização do GD podem atuar para reconectá-lo na rede.

3.1.9 Guia Técnico para Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão da COELBA – Estado da Bahia – Brasil

A norma técnica que rege a conexão de microgeradores no sistema de distribuição no estado da Bahia (COELBA, 2012) afirma que sob nenhuma circunstância a operação ilhada é

permitida e que a desconexão dos GDs deve ser feita em até 2 segundos após a concessionária cessar o fornecimento de energia ao alimentador. Segundo a norma, o tempo mínimo para reconexão do GD deve ser de **3 minutos** após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede. A Tabela 3.13 e a Tabela 3.14 mostram os tempo de desconexão dos GDs para situações anômalas de frequência e tensão.

Tabela 3.13 – Resposta do gerador distribuído para variações de frequência (COELBA, 2012).

Frequência	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$f \leq 57,5 \text{ Hz}$	0,2
$60,5 \text{ Hz} < f < 62 \text{ Hz}$	Redução progressiva da potência injetada
$f \geq 62 \text{ Hz}$	0,2

Tabela 3.14 – Resposta do gerador distribuído para variações de tensão (COELBA, 2012).

Tensão RMS	Tempo Máximo de Abertura (segundos)
$V \leq 0,8 \text{ p.u.}$	0,4
$0,8 \text{ p.u.} < V \leq 1,10 \text{ p.u.}$	Operação Normal
$V > 1,10 \text{ p.u.}$	0,2

3.1.10 Considerações Finais Acerca das Normas

Das normas descritas anteriormente é possível obter aspectos em comum entre as mesmas, principalmente no que diz respeito aos procedimentos a serem feitos obedecidos pelos geradores distribuídos. Os mesmos, salvo raras exceções, não devem operar ilhados e devem ser desconectados do sistema em situações de distúrbios do lado da rede, logo, as normas possuem critérios que abrangem proteção contra curtos-circuitos, ilhamento, variações anormais de tensões e frequências, e que devem ser incluídos no sistema de proteção de qualquer unidade de geração distribuída que deseje se conectar à rede de distribuição de energia elétrica.

Do ponto de vista do religamento automático de linhas de distribuição, as normas apresentadas anteriormente ditam que os geradores distribuídos devem se desconectar do sistema na ocorrência de faltas na rede e esta desconexão deve ocorrer antes que o religamento automático por parte da rede aconteça. Para que esses geradores sejam reconectados, deve-se aguardar que os níveis de tensão e frequência estejam estáveis e dentro

dos níveis de operação considerados normais por certo tempo, definido por norma. Este tempo usualmente é da ordem de minutos.

Apesar das normas ressaltarem os tempos máximos para a desconexão dos geradores distribuídos das redes de distribuição na ocorrência do ilhamento, esses tempos não influenciam na análise da intensidade das variações de tensão observadas após o religamento automático da rede, uma vez que essa situação ocorre após a desconexão dos geradores. Neste sentido, um aspecto importante a ser considerado é o tempo de religamento e o intervalo de tempo mínimo que o gerador distribuído deve respeitar antes de ser reconectado ao sistema de distribuição. Estes fatores influenciarão a duração das variações de tensão devidas à atuação da proteção anti-ilhamento. Estes e outros fatores estão investigados ao longo deste trabalho.

Com base nas informações extraídas das análises das normas de conexão de geração distribuída, conclui-se que não existe uma uniformidade em relação aos tempos máximos de desconexão dos geradores distribuídos perante tensões ou frequências anormais. A concordância entre todas elas está no fato de não permitirem a operação ilhada. Além disso, com exceção de CEMIG (2011) nenhuma das normas investigadas até o momento trata das variações de tensão causadas pela desconexão da geração distribuída. Portanto, observa-se uma carência de análises sobre este problema, o qual será sistematicamente analisado neste trabalho.

3.2 Ferramenta Computacional para a Modelagem do Sistema Elétrico e Análise das Variações de Tensão

Nesta seção serão mostrados os métodos e ferramentas utilizadas para a análise das variações de tensão causadas pela atuação da proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos.

Para fazer os estudos acerca do problema tratado neste trabalho, tanto a análise estática quanto a dinâmica a ferramenta de simulação utilizada foi o SimPowerSystems (Hydro-Québec e Transénergie, 2011) em conjunto com modelos desenvolvidos na plataforma MatLab/Simulink. Esta ferramenta juntamente com a descrição do sistema simulado e seus componentes serão mostrados em detalhes nas subseções a seguir.

3.2.1 SimPowerSystems

O SimPowerSystems é uma ferramenta computacional desenvolvida para análise de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos em sistemas de energia elétrica. Esta ferramenta é anexa à plataforma computacional MatLab/Simulink. O conjunto de bibliotecas do SimPowerSystems é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede, por exemplo, elementos RLC concentrados, cargas não-lineares, diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados, modelos de linhas de transmissão, cabos concentrados (modelo π -equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron), disjuntores, componentes de eletrônica de potência e controles associados etc. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Simulink, assim como com modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, MatLab (arquivos .m), linguagem de programação Fortran ou C. Uma importante ferramenta do SimPowerSystems é a inicialização das máquinas elétricas e suas variáveis utilizando fluxo de carga.

Inicialmente, é necessário construir o circuito do sistema utilizando os componentes existentes nas bibliotecas do SimPowerSystems (*powerlib*) e do Simulink, ou os componentes definidos pelo usuário. A partir desse ponto, a simulação é automatizada conforme segue:

- A função *power2sys* divide os blocos que compõem o sistema em blocos pertencentes ao Simulink e blocos pertencentes ao SimPowerSystems. Então os parâmetros da rede são obtidos e a topologia é analisada. Os blocos pertencentes ao SimPowerSystems são divididos em blocos lineares e não-lineares e para cada nó elétrico é dado um número automaticamente.
- Após obtenção da topologia da rede, a função *circ2sys* constrói o modelo de variáveis de estado do sistema, como descrito na equação (3.1) considerando a parte linear do circuito. Todos os cálculos de regime permanente e o cálculo dos valores iniciais das variáveis são efetuados nesse instante, inclusive os cálculos dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga.

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{Cx} + \mathbf{Du}\end{aligned}\tag{3.1}$$

- Então, a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e não-lineares, sejam eles existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado na Figura 3.1.

Os elementos não-lineares são modelados como fontes de correntes não-lineares conectadas em derivação. As saídas do programa são as variáveis elétricas, mecânicas e de controle escolhidas pelo usuário.

Figura 3.1 – Interconexão entre os modelos lineares e não-lineares.

Outra vantagem do SimPowerSystems é a possibilidade de utilização de modos discretos ou contínuos para simulação. Também é possível fazer uso do método fasorial para solucionar as equações pertinentes ao sistema elétrico montado, em tal método as variáveis nodais são representadas por fasores. Existe também uma gama de métodos de integração utilizáveis para resolver as equações diferenciais, os quais usam tanto algoritmos com passo de integração variável quanto fixo. A depender da característica do circuito e dos fenômenos a serem analisados, os métodos de solução discreto, contínuo e fasorial podem ser utilizados.

A seguir serão apresentados os modelos computacionais dos elementos do sistema elétrico a serem utilizados neste trabalho.

3.2.1.1 Gerador Síncrono

O modelo de até oitava ordem pode representar uma máquina síncrona no SimPowerSystems, o mesmo leva em conta a dinâmica do estator, dos enrolamento de campo e de amortecimento (Kundur, 1994). Na Figura 3.2 está representado o circuito equivalente na estrutura $dq0$ do rotor, sendo que todas as grandezas elétricas estão referidas para o estator.

Figura 3.2 – Modelo do gerador síncrono (Kundur, 1994)

Os parâmetros indicados na Figura 3.2 são referentes às grandezas:

V_d, i_d	– Tensão (pu) e corrente (pu) de eixo direto, respectivamente.
V_q, i_q	– Tensão (pu) e corrente (pu) de eixo de quadratura, respectivamente.
V'_{fd}, i'_{fd}	– Tensão (pu) e corrente (pu) de campo, respectivamente.
V'_{kd}, i'_{kd}	– Tensão (pu) e corrente (pu) de enrolamento amortecedor de eixo direto, respectivamente.
V'_{kq1}, i'_{kq1}	– Tensões (pu) e correntes (pu) dos enrolamentos amortecedores de eixo de
V'_{kq2}, i'_{kq2}	quadratura, respectivamente.
R_s	– Resistência do estator (pu).
R'_{fd}	– Resistência de campo referida ao estator (pu).
R'_{kd}	– Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu).
R'_{kq1}, R'_{kq2}	– Resistências dos enrolamentos amortecedores de eixo de quadratura referidas ao estator (pu) .
L_d, L_{md}	– Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo direto, respectivamente.
L_q, L_{mq}	– Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo de quadratura, respectivamente.
L'_{fd}	– Indutância do enrolamento de campo referida ao estator (pu).
L'_{kd}	– Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu).
L'_{kq1}, L'_{kq2}	– Indutância dos enrolamentos amortecedores de eixo de quadratura referidas ao estator (pu).
ϕ_d, ϕ_q	– Fluxos de eixo direto e quadratura (pu).
ϕ'_{fd}	– Fluxo no enrolamento de campo (pu).
ϕ'_{kd}	– Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto (pu).
ϕ'_{kq1}, ϕ'_{kq2}	– Fluxos nos enrolamentos amortecedores de eixo de quadratura (pu).
ω_r	– Velocidade angular mecânica do rotor (rad/s).
θ_r	– Posição angular mecânica do rotor (rad).
T_e	– Torque eletromecânico (pu).

- T_m – Torque mecânico no eixo do rotor (pu).
 H – Constante de inércia do rotor (s).
 P – Número de pares de pólos.

Apesar dos geradores síncronos conectados ao sistema de transmissão possuírem estratégias de controle para manter constante a tensão terminal, em geradores síncronos distribuídos conectados diretamente ao sistema de distribuição isso não é uma regra e não existe uma concordância entre as concessionárias sobre qual estratégia de controle a ser usadas nesse tipo de gerador. Entretanto, de uma maneira geral, são duas formas de controle que podem ser utilizadas nos geradores síncronos distribuídos, o modo de controle de tensão constante e o modo de potência reativa (fator de potência) constante (Kundur, 1994). Neste trabalho, serão feitas simulações utilizando as duas formas de controle do gerador para fazer o estudo das variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento dos mesmos.

3.2.1.1.1 Excitatriz

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Figura 3.3, a qual consiste de circuitos de medição (transdutores de corrente e de tensão) e processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Um determinado sinal de erro é enviado para o regulador e a tensão de campo E_{fd} da excitatriz é ajustada baseada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/sub excitação, os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador (Kundur, 1994).

Figura 3.3 – Diagrama esquemático do sistema de controle da excitação do gerador síncrono

Onde:

X_{ref} = Sinal de referência;

X = Sinal de controle;
 E_{fd} = Tensão de campo da excitatriz;
 GS = Gerador Síncrono;
 TC = Transformador de Corrente;
 TP = Transformador de Potencial;
 V_T = Tensão Terminal do gerador;
 Z_{TR} = Impedância do transformador.

3.2.1.1.2 Regulador de Tensão

Na Figura 3.3, o sinal de controle X é calculado por (3.2):

$$X = \|\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C\| \quad (3.2)$$

Sendo:

$\bar{V}_T$ = tensão terminal do gerador (pu).
 $\bar{I}_T$ = corrente do gerador (pu).
 j = operador complexo $\sqrt{-1}$.
 X_C = reatância de compensação de corrente reativa (pu).

Normalmente, um valor positivo de X_C é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados em uma mesma barra. Essa característica é comumente conhecida como *reactive droop compensation*. Por outro lado, um valor negativo de X_C é utilizado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador. Já essa característica é conhecida como *line drop compensation*. Neste trabalho, para manter a generalidade dos estudos, a compensação de corrente reativa foi negligenciada ($X_C = 0$). Nesse caso, a tensão terminal do gerador é diretamente comparada com a tensão de referência. O uso de compensação de corrente reativa não deve ser confundido com o uso de reguladores de fator de potência (Hurley *et al.*, 1999).

3.2.1.1.3 Regulador de Potência Reativa ou de Fator de Potência

Neste caso, o sinal medido X é o fator de potência ou a potência reativa fornecida pelo gerador. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência ou a

potência reativa constante. Esse tipo de regulador é frequentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos (Hurley *et al.*, 1999). No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades devido ao consumo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Nesta condição de operação, usualmente, a operação com fator de potência unitário é admitida.

3.2.1.2 Alimentadores

Os alimentadores foram representados pelo seu modelo π equivalente. No entanto, a capacitância em derivação será desprezada, pois as linhas de distribuição podem ser consideradas como linhas curtas. Além disso, serão consideradas apenas linhas aéreas neste trabalho.

3.2.1.3 Transformadores

Para os transformadores, foi utilizado o existente no SimPowerSystems, que considera o transformador como topologia em T. A Figura 3.4 ilustra essa representação do transformador, onde R_1 e L_1 são a resistência e a indutância do primário respectivamente, R'_2 e L'_2 são a resistência e a indutância do secundário refletidas no primário, por fim, R_m e L_m são a resistência e indutância de magnetização do transformador.

Figura 3.4 – Representação do modelo equivalente do transformador.

Onde,

R_1 = Resistência do primário do transformador;

L_1 = Indutância do primário do transformador;

R'_2 = Resistência do secundário do transformador;

L'_2 = Indutância do secundário do transformador;

R_m = Resistência de magnetização do transformador;

L_m = Indutância de magnetização do transformador;

3.2.1.4 Cargas

As cargas do sistema utilizaram um modelo estático onde seu equacionamento depende da tensão como mostrado em (3.3) e (3.4).

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_n} \right)^{np} \quad (3.3)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_n} \right)^{nq} \quad (3.4)$$

Em que:

P = Potência ativa consumida pela carga (pu).

P_0 = Potência ativa nominal da carga (pu).

Q = Potência reativa consumida pela carga (pu).

Q_0 = Potência reativa nominal da carga (pu).

V = Tensão nodal na carga (pu).

V_n = Tensão nominal da carga (pu).

np = Constante que indica o comportamento do componente de potência ativa da carga em relação à variação da tensão nodal.

nq = Constante que indica o comportamento do componente de potência reativa da carga em relação à variação da tensão nodal.

Utilizando esse modelo é possível implementar cargas do tipo potência constante (np e nq iguais a 0), corrente constante (np e nq iguais a 1) e impedância constante (np e nq iguais a 2) ou uma miscelânea delas.

3.2.1.5 Reguladores Automáticos de Tensão do Sistema de Distribuição

Para o regulador automático de tensão (RAT) do sistema de distribuição foi utilizado um modelo existente no SimPowerSystems denominado *On-load Tap Changer (OLTC)*, que consiste em um autotransformador de passo variável que possui um mecanismo de auto ajuste da tensão de saída por meio da alteração de seus taps para que esta tensão permaneça próxima a um valor de referência pré-determinado (Kersting, 2002). A Figura 3.5 a seguir explicita o diagrama esquemático deste dispositivo:

Figura 3.5 – Representação do regulador de tensão (Kersting, 2002).

A partir da análise da Figura 3.5, tem-se que a tensão de saída do regulador será dada pela equação (3.5):

$$V_L = (1 \mp \Delta V_{TAP}) \cdot V_S \quad (3.5)$$

Sendo:

V_S = Tensão de entrada (Volts).

V_L = Tensão de saída (Volts).

ΔV_{TAP} = Variação de tensão por tap (pu).

Acerca do regulador de tensão mostrado outros parâmetros estão explicitados (Kersting, 2002):

- Tensão de Referência (V_{Ref}): valor de tensão desejado. O dispositivo irá operar para manter o valor da tensão em uma determinada barra do sistema o mais próximo possível do V_{Ref} .
- Banda Morta (*Deadband*): variação de tensão aceitável em torno da tensão de referência. Caso a tensão na barra desejada esteja dentro desta tolerância o regulador não atuará.
- Tempo de Espera (*Time Delay*): tempo o qual o regulador mesmo percebendo a alteração da configuração do sistema espera para poder atuar. Este atraso evita a operação desnecessária do regulador durante transitórios rápidos da tensão.

3.2.2 Descrição do Sistema Elétrico de Teste (Sistema-teste 01)

Para fazer as simulações iniciais apresentadas neste trabalho, foi empregado um sistema-teste de distribuição de energia elétrica, sendo que seu diagrama unifilar está representado na Figura 3.6. Além disso, existem dispositivos de religamento automático (RL-01, RL-02 e RL-03) conectados ao longo da linha de distribuição conforme mostra a Figura 3.6. Os parâmetros do sistema podem ser observados no Apêndice A deste documento na Seção A.1.

Figura 3.6 – Sistema-teste 01.

Neste sistema, todos os componentes de rede são representados por seus respectivos modelos trifásicos. Os geradores síncronos estão representados por um modelo de sexta ordem com referência no rotor (dq), em virtude do emprego do modo de simulação fasorial. As cargas estão conectadas no sistema ao longo das barras 1 a 6, e seus valores de potência ativa estão mostrados na Tabela A. 2, sendo que todas possuem um fator de potência de 0,94 indutivo.

3.3 Determinação da Natureza e Extensão das Variações de Tensão

Baseado nos modelos apresentados na segunda etapa da metodologia e no sistema elétrico teste propõe-se a realização de diversos estudos para determinar as características e severidade das variações de tensão provocados pela proteção anti-ilhamento. Vislumbra-se a análise dessas características usando duas abordagens: análise estática e análise dinâmica. Cada uma dessas abordagens é comentada a seguir.

3.3.1 Análise Estática

Nesta análise propõe-se analisar as magnitudes das variações e os fatores que as influenciam tais como: (i) nível de carregamento do sistema, (ii) tipo de carga, (iii) tipo de

controle dos geradores distribuídos, (iv) localização do ponto de desconexão da rede elétrica (localização do religador). Na presente análise, não haverá preocupação com a duração das variações de tensão, apenas se analisará os níveis de tensão antes, durante e depois do processo de religamento.

3.3.2 Análise Dinâmica

Nesta etapa será analisado o comportamento dinâmico das variações de tensão (análises no domínio do tempo) considerando todos os eventos que a causaram, desde a atuação do religador, desconexão dos geradores distribuídos, religamento do religador, atuação dos dispositivos reguladores de tensão, analisando também a influência dos diversos tipos de carga (potência constante, corrente constante, impedância constante e mista) neste comportamento. A intensidade e duração das variações de tensão serão estudadas por meio de um estudo paramétrico em busca de um ou mais índices que associem a magnitude dessas variações de tensão com o nível de penetração de geradores síncronos distribuídos na rede, com os tempos de abertura dos religadores, com o posicionamento dos geradores, com o carregamento da rede e com o tipo de carga. A severidade das variações poderá ser caracterizada considerando a intensidade, duração e localização das mesmas. Estes parâmetros serão verificados empregando-se normas e padrões de qualidade de energia elétrica.

3.4 Identificação de Soluções Potenciais

Após a caracterização do problema e o desenvolvimento de métodos de análise empregando abordagens estáticas e dinâmicas, criam-se condições para o estabelecimento de soluções para mitigar e/ou eliminar os efeitos negativos das variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento. Estas soluções podem envolver alterações nas práticas de religamento e nos critérios da proteção anti-ilhamento, ou ainda compreender o gerenciamento *on-line* do estado dos dispositivos reguladores de tensão e das cargas. Destaca-se que esse gerenciamento vai ao encontro de soluções para as redes inteligentes (*Smart Grids*)(Vojdani, 2008; Farhangi, 2010).

Capítulo 4

Análise Estática do Sistema

Neste capítulo, estão explicitados os resultados simulações estáticas feitas a partir do Sistema-teste 01, descrito no capítulo anterior. Como proposto, uma análise estática do problema foi feita para avaliar a extensão das variações de tensão causadas pela atuação da proteção anti-ilhamento de sistemas com geração distribuída bem como os fatores que a influenciam.

Por meio de simulações utilizando fluxo de carga foram obtidas as intensidades das variações das tensões nas barras antes, durante e depois do processo de religamento. Nas simulações foram utilizados dois modos de controle dos geradores síncronos distribuídos: o modo de controle de fator de potência unitário, em que a potência reativa dos geradores era controlada em zero; e modo de controle de tensão, em que a tensão terminal era mantida em 1 p.u. Ao longo das simulações foram também variadas os tipos de cargas conectadas no sistema, variando-se os valores de np e nq (ver expressões (3.3) e (3.4)). As cargas estudadas foram:

- Cargas tipo potência constante, tanto a potência ativa quanto a reativa ($np = nq = 0$);
- Cargas tipo corrente constante, tanto a potência ativa quanto a reativa ($np = nq = 1$);
- Cargas tipo impedância constante, tanto a potência ativa quanto a reativa ($np = nq = 2$);
- Cargas com potência ativa do tipo corrente constante e potência reativa do tipo impedância constante ($np = 1$ e $nq = 2$).

Outros aspectos variados ao longo das simulações foram: (i) nível de carregamento do sistema, (ii) potência nominal dos geradores síncronos distribuídos, e (iii) posicionamento do religador (RL-01, RL-02 ou RL-03). As seções a seguir mostram os resultados obtidos nas

simulações, bem como as análises feitas a partir dos mesmos, com intuito de avaliar a influência dos fatores citados anteriormente nas variações de tensão.

4.1 Geradores Distribuídos em Modo de Controle de Fator de Potência Unitário

Nesta seção são apresentadas as variações das tensões nodais nas barras, levando em conta os diferentes níveis de carregamento do sistema, de geração dos GDs, e as diferentes cargas. Os geradores distribuídos foram ajustados para o modo de controle de fator de potência unitário. Na Figura 4.1 é mostrada a relação entre o montante de potência gerada pelos GDs, o nível de carregamento do sistema e os afundamentos de tensão para cargas do tipo potência constante. As variações de tensão (ΔV) são relativas à diferença entre a tensão antes do religamento e a tensão após o mesmo. Valores positivos representam afundamentos de tensão, enquanto as variações negativas representam elevações de tensão. Essa primeira análise diz respeito à operação do RL-01, portanto, neste caso, todos os GDs serão desconectados antes que ocorra o religamento. Está-se admitindo que o sistema de proteção anti-ilhamento dos geradores distribuídos opera devidamente. De acordo com a Figura 4.1, quanto maior o carregamento do sistema e maior o nível de penetração dos geradores distribuídos, maiores são os afundamentos de tensão. Nota-se que os afundamentos ocorreram com mais intensidade na barra 6. Em alguns casos observa-se o aparecimento de pequenas elevações de tensão nas barras próximas à subestação as quais são causadas pelo fluxo de potência reverso devido ao excesso de potência ativa entregue pelos geradores distribuídos ao sistema.

Para uma análise mais detalhada, é necessário caracterizar essas variações de tensão em relação a outros fatores, tais como o tipo de carga e o local do religador automático. Para tanto, a barra 6 foi escolhida por apresentar os maiores afundamentos de tensão como mostrado na Figura 4.1. Essas análises são mostradas a seguir.

Figura 4.1– Influência do montante da potência entregue pelos geradores distribuídos e do carregamento do sistema nos afundamentos de tensão. Gerador distribuído em modo de controle de fator de potência unitário. Cargas do tipo potência constante ($np = nq = 0$). Simulações de operação do religador RL-01.

4.1.1 Influência do Tipo de Carga nas Variações de Tensão

O tipo de carga conectada ao sistema pode influenciar significativamente a magnitude das variações de tensão. Para que seja feita uma análise mais detalhada a Figura 4.2 mostra a relação das variações de tensão com cada tipo de carga simulada na barra, visando identificar a influência do tipo de carga em sua intensidade. Pela análise da Figura 4.2 é possível perceber que os aumentos do carregamento do sistema e da potência entregue pelos geradores distribuídos intensificam os afundamentos de tensão para todos os tipos de carga simulados. Além disso, observa-se que para a carga tipo potência constante, na maioria dos casos, foram verificados os maiores afundamentos na barra 6, principalmente para altos níveis de carregamento do sistema e injeção de potência ativa por parte dos geradores

Os resultados até então mostrados, são referentes à operação do religador RL-01, entretanto, a operação dos religadores RL-02 e RL-03 pode trazer perfis diferentes de afundamentos de tensão, uma vez que a posição de cada religador determina quais geradores distribuídos serão desconectados do sistema. A operação de RL-02 fará os geradores SG2 e SG3 se desconectarem, enquanto na operação de RL-03 apenas o gerador SG3 se desconectará do sistema. A subseção a seguir investiga em detalhes a influência da atuação dos diferentes religadores do sistema.

Figura 4.2 – Influência dos diferentes tipos de cargas nos afundamentos de tensão na barra 6. Gerador distribuído em modo de controle de fator de potência unitário. Simulações de operação do religador RL-01.

4.1.2 Influência dos Religadores nas Variações de Tensão

Admitindo que as cargas são do tipo potência constante, a Figura 4.3 mostra a relação que a operação de cada religador (RL-01, RL-02 e RL-03) tem com as variações de tensão (ΔV) causadas pela atuação dos mesmos. Para simplificar a análise, nos casos explicitados, foi adotado o carregamento do sistema de 100% (34MW), pois como mostrado anteriormente (Figura 4.1 e Figura 4.2), esse nível de carregamento resultou nos maiores afundamentos de tensão ao longo das barras. É importante salientar que, nos gráficos, as variações de tensão (ΔV) são referentes à diferença entre o maior valor da tensão antes do religamento e o valor da tensão após o religamento. O uso desse critério se justifica pelo fato da existência de elevações de tensão nos períodos durante o processo de religamento em alguns casos. Tendo em vista essas elevações, algumas observações podem ser feitas:

- Se RL-01 operar, nenhum gerador distribuído permanece conectado após o religamento, logo não ocorrem elevações de tensão significativas antes do mesmo. Então as variações de tensão serão referentes à diferença entre os valores iniciais (antes da abertura do religador) da tensão e os valores finais (após o fechamento do religador).
- Se RL-02 operar, o gerador SG1 se mantém conectado ao sistema, enquanto SG2 e SG3 devem ser desconectados, o que pode levar as cargas nas barras 1 e 2 a sofrerem elevações de tensão antes dos afundamentos causados pelo religamento. Com isso as variações de tensão nessas barras serão mais severas do que no caso anterior.
- Se RL-03 operar, os geradores SG1 e SG2 se mantêm conectados ao sistema enquanto SG3 deve ser desconectado. Isso pode levar as cargas nas barras 1 a 4 a sofrerem elevações de tensão antes do afundamento causado pelo religamento, fazendo com que as variações de tensão nessas barras sejam mais severas do que na operação de RL-01.

De acordo com a Figura 4.3, a operação de RL-02 fez surgir variações de tensão muito elevadas na barra 2. Isso ocorre porque após a abertura de RL-02 a tensão se eleva, para cair após o fechamento do religador. Essa elevação de tensão antes do religamento se justifica pelo excesso de potência ativa no sistema, pois nessa situação o SG1 se mantém conectado. Neste caso, é possível perceber que o aumento da potência total dos geradores faz com que essas variações de tensão nas barras a montante do religador diminuam. O mesmo comportamento

pode ser visto para a operação de RL-03 nas barras 2 a 4. Nas barras 5 e 6 não ocorrem elevações de tensão após a abertura do religador, isso se deve ao fato dessas cargas estarem à jusante de qualquer religador do sistema. Como pode ser visto, a operação de RL-01 traz as maiores quedas de tensão, sendo que as mesmas aumentam ao passo que a potência total entregue pelos geradores aumenta.

A Figura 4.4 mostra a influência que a operação de cada religador, tipo de carga, e nível de penetração dos geradores têm nos afundamentos de tensão em cada barra. As linhas pontilhadas, tracejadas e contínuas representam as variações de tensão causadas pelas operações de RL-01, RL-02 e RL-03 respectivamente.

Figura 4.3 – Influência da operação dos diversos religadores nas tensões nodais após a desconexão dos geradores distribuídos. Gerador distribuído em modo de controle de fator de potência unitário. Carregamento de 100%. Cargas do tipo potência constante.

Figura 4.4 – Influência dos diferentes tipos de carga, religadores e potência total entregue pelos geradores distribuídos nas quedas de tensão. Geradores distribuídos em modo de controle de fator de potência unitário e carregamento do sistema de 100%.

Algumas observações podem ser feitas sobre os resultados mostrados na Figura 4.4:

- Cargas do tipo potência constante são responsáveis pelas maiores quedas de tensão;
- Nas barras 1 e 2 (Figura 4.4 (a) e Figura 4.4(b)), considerando a operação de RL-02, as variações de tensão diminuem suavemente na medida em que se aumenta a potência injetada pelos geradores. O mesmo ocorre para operação de RL-03 nas barras 1 a 4 (Figura 4.4(a) a Figura 4.4(d)). Em ambos os casos essas variações de tensão praticamente independem do tipo de carga.
- Para a operação de qualquer religador as quedas de tensão na barra 1 não são significantes, tendo em vista que seus valores não ultrapassam 0,8%.
- Na barra 4, por exemplo, pode-se considerar que se os geradores distribuídos estiverem entregando 60% de sua potência nominal, as variações de tensão nessa barra terão entre 2 e 3,4% de queda na tensão, independentemente do religador que opere e do tipo de carga.
- Existem algumas condições operacionais nas quais a operação de RL-01 e RL-03 causam as mesmas quedas de tensão, como é possível notar da Figura 4.4(b) à Figura 4.4(d), pois existem intersecções entre as respectivas curvas.

4.2 Geradores Distribuídos em Modo de Controle de Tensão em 1 p.u.

Nesta seção são apresentadas as variações das tensões nodais nas barras, levando em conta os diferentes níveis de carregamento do sistema, de geração dos GDs, e as diferentes cargas para os geradores distribuídos ajustados para suas tensões terminais em 1 p.u. Pela análise da Figura 4.5, as conclusões feitas na seção 4.1 são as mesmas para os resultados apresentados na figura, com a diferença nos valores das variações tensão que praticamente dobraram em relação às variações apresentadas na seção 4.1.. Isto ocorre em função do montante de potência reativa entregue ao sistema pelos geradores no presente modo de controle, que é maior que no caso anterior, uma vez que os GDs, para manter a tensão em seus terminais em 1 p.u. necessitam injetar mais potência reativa no sistema. Assim, quando ocorre o religamento, e os GDs estão desconectados, este suporte é cessado, acarretando variações mais severas.

Figura 4.5 – Influência do montante da potência entregue pelos geradores distribuídos e do carregamento do sistema nos afundamentos de tensão. Gerador distribuído controlando tensão em 1 p.u. Cargas do tipo potência constante ($np = nq = 0$). Simulações de operação do religador RL-01.

4.2.1 Influência do Tipo de Carga nas Variações de Tensão

A Figura 4.6 mostra a relação das variações de tensão com cada tipo de carga simulada na barra 6, a qual foi escolhida por apresentar as maiores quedas de tensão, como pode ser visto na Figura 4.5. Percebe-se que o tipo de carga não influencia muito as variações de tensão, pois as mesmas tais cargas são dependentes da tensão nodal de seus respectivos barramentos. Logo, como os geradores estão em modo de controle da tensão em 1 p.u., essas tensões não se alteram significativamente devido à ação dos reguladores de tensão dos geradores distribuídos. Para condições de carregamento máximo do sistema, a carga do tipo potência constante ($np = nq = 0$) apresentou as maiores quedas, porém em situações de carregamento menor do que 50%, as quedas da carga de impedância constante ($np = nq = 2$) causaram quedas de tensão ligeiramente maiores. Diferentemente do que ocorreu na seção 4.1, as magnitudes das variações de tensão não foram alteradas significativamente com o aumento da potência nominal dos geradores distribuídos, isso se deve ao modo de controle aplicado aos geradores (controle da tensão terminal em 1 p.u.).

Figura 4.6 – Influência dos diferentes tipos de cargas nos afundamentos de tensão na barra 6. Gerador distribuído controlando tensão em 1 p.u. Simulações de operação do religador RL-01.

4.2.2 Influência dos Religadores nas Variações de Tensão

A Figura 4.7 mostra a influência da operação dos diferentes religadores do sistema simulado (RL-01, RL-02 e RL-03), considerando cargas do tipo potência constante e carregamento do sistema de 100%, pois essas situações apresentaram as maiores quedas de tensão como mostrado na Figura 4.5 e na Figura 4.6. As maiores variações de tensão são observadas para a operação de RL-01, e as mesmas aumentam em função do aumento da potência nominal dos geradores distribuídos. Como é possível notar, o comportamento das variações perante a operação dos religadores é diferente do apresentado na seção 4.1, independentemente do religador que opere. Para todas as potências nominais dos geradores, as quedas de tensão têm um padrão crescente na medida em que a distância da subestação aumenta. Essa uniformidade de crescimento das variações de tensão se deve ao tipo de controle dos geradores distribuídos (controle da tensão terminal em 1 p.u.) que faz com que as possíveis elevações de tensão nas cargas à montante do religador causadas pela abertura do mesmo sejam muito pequenas em relação aos valores apresentados antes da operação de abertura, logo as variações de tensão serão relativas praticamente à diferença entre os valores antes da abertura e os valores após o fechamento do religador, onde o(s) gerador(es) à jusante do mesmo estarão desconectados.

A Figura 4.8 mostra a influência que a operação de cada religador, tipo de carga, e nível de penetração dos geradores têm nos afundamentos de tensão em cada barra. As linhas pontilhadas, tracejadas e contínuas representam as variações de tensão causadas pelas operações de RL-01, RL-02 e RL-03 respectivamente. Para a operação de RL-01, as cargas do tipo potência constante foram as que apresentaram as maiores quedas de tensão, mas de maneira geral, os diferentes tipos de carga simulados tiveram comportamentos semelhantes quando se trata da influência dos mesmos na queda de tensão, como pode ser visto na Figura 4.8. Isso comprova a independência que as variações de tensão têm com o tipo de carga simulada.

Figura 4.7 – Influência da operação dos diversos religadores nas tensões nodais após a desconexão dos geradores distribuídos. Gerador distribuído controlando tensão em 1 p.u. Carregamento de 100%. Cargas do tipo potência constante.

Figura 4.8 – Influência dos diferentes tipos de carga, religadores e potência total entregue pelos geradores distribuídos nas quedas de tensão. Geradores distribuídos controlando tensão em 1 p.u. e carregamento do sistema de 100%.

É importante salientar que para o modo de controle do fator de potência unitário dos geradores analisado na Seção 4.1, o tipo de carga e o carregamento dos geradores influenciam significativamente a magnitude das variações de tensão, que são caracterizadas na maioria das vezes por afundamentos de tensão. Já no modo de controle de tensão terminal em 1 p.u., observou-se na Seção 4.2 que tais fatores não influenciam de forma significativa a magnitude das variações, porém neste caso, as variações têm magnitudes muito maiores se comparadas às magnitudes das variações mostradas na Seção 4.1.

4.3 Considerações Finais

A análise estática realizada envolveu simulações de fluxo de carga que mostraram a intensidade das variações de tensão ocorridas devido ao processo de abertura e fechamento dos religadores concomitantemente com a desconexão dos geradores distribuídos devido à atuação de suas respectivas proteções anti-ilhamento. Os resultados mostram a forte dependência que a magnitude dessas variações tem com o nível de carregamento do sistema. O carregamento dos geradores distribuídos é um fator que influencia de maneiras diferentes a magnitude das variações de tensão quando são desconectados, a depender do modo de controle ajustado para os mesmos. Quando os GDs estão em modo de controle do fator de potência unitário, o aumento da potência nominal dos mesmos faz com que as variações de tensão tenham magnitudes maiores, para um determinado nível de carregamento. O mesmo não acontece para as situações nas quais os geradores estão em modo de controle da tensão terminal em 1 p.u., em que as variações de tensão não são significativamente influenciadas pela alteração no carregamento dos geradores. Porém, neste caso, as variações de tensão têm valores maiores do que nos casos de controle do fator de potência unitário, devido ao fato das tensões nodais estarem próximas de 1 p.u. antes da desconexão dos geradores. Isso se deve ao fato de que quando os geradores estão em modo de controle da tensão, os mesmos injetam potência reativa para o nível da tensão no valor desejado, que no caso foi de 1 p.u. Quanto maior o carregamento do sistema, maior será a injeção de potência reativa. Assim, quando os GDs são desconectados, o suporte de potência reativa fornecida por eles é cessado. Logo, as variações de tensão serão maiores. No controle do fator de potência unitário, a injeção de potência reativa é zero, assim os GDs não contribuem para o suporte da potência reativa.

A existência de mais de um religador ao longo do alimentador foi simulada, e a operação de cada um em alguns casos influenciou de maneiras diferentes a magnitude das variações de tensão, principalmente para os geradores distribuídos em modo de controle de fator de

potência unitário à montante do religador que operou. Nesses casos algumas cargas sofreram variações mais severas de tensão devido à elevação de tensão causada pela abertura do religador. As variações de tensão ocorridas compreenderam tanto afundamentos quanto elevações de tensão. As elevações de tensão ocorreram em cargas à montante dos religadores, mas de maneira geral, os afundamentos predominaram.

Como visto nas simulações, o tipo de carga influencia na maioria dos casos as variações de tensão, e a carga do tipo potência constante ($np = nq = 0$) foi a que apresentou em grande parte dos resultados as maiores variações. Então para uma análise em que não se saiba o tipo de carga do sistema, uma abordagem mais conservadora se faz necessária com a escolha de cargas do tipo potência constante para os estudos se tornarem mais generalizados.

Capítulo 5

Análise Dinâmica do Sistema

Neste capítulo serão mostrados os resultados de simulações no domínio do tempo e uma análise dinâmica do fenômeno estudado nesta dissertação. Para um melhor entendimento do problema, índices que possibilitem a análise das variações de tensão serão propostos e avaliados por meio de estudos de sensibilidade a fim de investigar os fatores que os influenciam. As análises serão procedidas a partir de um caso base utilizando-se o mesmo sistema descrito na Seção 3.2.2 (Sistema-teste 01) deste documento, com os geradores distribuídos conectados na rede.

5.1 Descrição do Caso Base

Para as simulações dinâmicas, as seguintes características foram adotadas para o regulador automático de tensão:

- Número de *taps*: 17 posições (-8 a +8);
- ΔV_{TAP} : 0,0125 p.u.;
- V_{Ref} : 0,97 p.u.;
- *Time Delay*: 30 segundos (valor típico para este dispositivo segundo Dugan *et al.*, 2002 e Kundur, 1994);
- *Deadband*: 0,01667 pu;
- Duração de cada mudança de *tap* (*transition time*): 3 segundos (valores típicos variam de 2 a 8 segundos de acordo com ABB (2002) para reguladores de tensão eletromecânicos).

- Barra a ser controlada: a barra escolhida foi a barra 6 por apresentar as maiores variações de tensão nas simulações feitas no Capítulo 4;
- Localização do regulador automático de tensão: a montante de RL-01.

Pode-se notar que neste caso foi admitido o uso de um regulador de tensão eletromecânico com o intuito de gerar resultados conservadores. Isso explica os 3 segundos considerados para a duração de cada mudança de *tap*. Reguladores de tensão mais modernos como os assistidos eletronicamente ou os totalmente eletrônicos possuem respostas mais rápidas. Apesar desses tipos de reguladores não serem considerados neste trabalho, os resultados e conclusões aqui obtidos podem ser generalizados e aplicados aos mesmos.

Para as simulações, foi definido um caso base, com a intenção de criar uma situação representativa para do problema estudado. As características operacionais do sistema são:

- Máximo carregamento do sistema: 34 MW (salienta-se a escolha deste valor em virtude dos resultados obtidos no Capítulo 4, no qual as maiores variações de tensão ocorridas foram para o cenário de 100% de carga);
- Cargas modeladas como do tipo potência constante ($n_p = n_q = 0$);
- Cada GD entrega 10 MW e 4 Mvar: o fator de potência é mantido constante em 0,928;
- Posição do tap inicial do religador de tensão: +3;
- Operação do religador RL-01.

Baseado na análise dos critérios da proteção anti-ilhamento estudados na seção 3.1 deste documento, foi definida uma sequência representativa dos acontecimentos a fim de analisar as variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de GDs em sistemas de distribuição.

Por oferecer melhor riqueza em detalhes sobre o processo de desconexão e religamento de GDs em sistemas de distribuição, os critérios e a sequência de eventos explicitados pela concessionária *Hydro One* (Hydro One, 2009) foram escolhidos para serem adotados nas simulações feitas neste trabalho. Logo, o tempo de total de religamento foi considerado como 500ms e o tempo total de simulação adotado foi de 100 segundos.

- $t = 29,884$ segundos: assume-se que ocorre uma falta no sistema, como o intuito principal deste trabalho é investigar as causas;

- $t = 30$ segundos: ocorre a abertura do religador (detecção da falta + tempo de operação do religador)
- $t = 30,3$ segundos: desconexão dos GDs (detecção do ilhamento + operação dos disjuntores dos GDs);
- $t = 30,5$ segundos: o religador religa o sistema e inicia-se o processo de operação do regulador de tensão (caso necessário);

Para estudar de forma detalhada o fenômeno apresentado, as tensões nodais na barra 6 foram monitoradas. Esta barra se encontra a jusante de todos os religadores do sistema, e como visto na análise estática feita no Capítulo 4, a mesma sofreu as maiores variações de tensão. As tensões nodais nas outras barras que ficam a jusante dos religadores apresentam um comportamento similar ao das tensões nodais da barra 6.

Este estudo será dividido em duas partes: (i) a primeira engloba o caso base no qual é simulada a operação do sistema com os geradores distribuídos conectados; (ii) por fim, a partir das análises feitas em (i), índices para caracterizar o fenômeno das variações de tensão causadas pela desconexão de GDs serão propostos.

5.2 Análise do Caso Base

A Figura 5.1(a) explicita o que ocorre com a tensão na barra 6, durante o processo de religamento e operação do regulador de tensão. Nota-se que, neste caso, o tempo total de normalização da tensão devido a atuação do regulador foi de aproximadamente 50 segundos, e que a barra 6 esteve sujeita a uma tensão com valor abaixo de 0,9 p.u. por mais de 30 segundos. Este nível de tensão é considerado crítico por Aneel (2010) e, segundo Dugan *et al* (2002), este fenômeno é uma *variação de tensão de curta duração* (VTCD) classificada como afundamento de tensão. Na Figura 5.1(a), observa-se um transitório próximo ao tempo $t = 30$ segundos (em destaque na figura). Lembra-se que este transitório se deve à incidência da falta, abertura do religador RL-01, desconexão dos GDs e religamento, ocorridos nos tempos descritos na seção anterior. Devido ao emprego de cargas do tipo potência constante, ocorre uma instabilidade numérica durante o período em que o religador está aberto e isso se refletiu como uma elevação transitória da tensão, a qual não prejudica a interpretação física dos resultados, visto que este trabalho está interessado no comportamento da tensão após o fechamento do religador

A Figura 5.1(b) demonstra a operação do regulador de tensão por meio da variação de seus *taps*, que iniciam a simulação em +3, atingindo a situação de regime permanente quando o tap foi alterado para +4. Com isso, a tensão na barra 6 foi mantida em $V_{L6} = 0,9725$ p.u. antes da abertura do religador. Cerca de 30 segundos após o religamento ($t = 60,5s$) e com os geradores distribuídos desconectados do sistema, o regulador automático de tensão detecta uma tensão abaixo de seu valor de referência ($V_{L6} = 0,8536$ p.u.), passando assim a operar, mudando seus *taps* e elevando a tensão em sua saída até que a tensão na barra 6 esteja próxima ao valor de referência ($V_{L6} = 0,9644$ p.u.). Neste caso, a posição do *tap* final foi de -4. Este processo de recuperação da tensão durou 51 segundos (30 segundos de espera para o primeiro movimento + 3 segundos x 7 mudanças de *tap*).

(a) Tensão na barra 6.

(b) Tap do regulador de tensão.

Figura 5.1 – Resultados das simulações dinâmicas do caso base na barra 6.

Na Figura 5.2 pode-se perceber que, após o religamento do sistema, a tensão na barra 6 se recupera em degraus devido à mudança de *taps* do regulador de tensão. Considerando a tensão antes do processo de religamento como referência (V_0) e as tensões após o mesmo, notam-se nove níveis de variações de tensão que vão de ΔV_1 a ΔV_9 . Neste caso, ΔV_1 está ligado à posição do *tap* do regulador de tensão antes do processo de religamento, sendo a variação mais severa, e ΔV_9 é referente ao nível de tensão em regime permanente após todas as mudanças de *taps* do regulador. O índice ΔT_R representa o tempo total de recuperação do nível de tensão na barra devido à atuação do regulador. Outros índices podem ser definidos

para esta análise, tais como índices que representem os espaços de tempo entre cada alteração de nível de tensão causadas pela atuação do regulador automático de tensão e simbolizados aqui por ΔT_i com $i = 1, 2, \dots$, número de mudanças de tap.

Figura 5.2 – Detalhamento das mudanças de tap durante a recuperação da tensão na barra 6.

Ressalta-se que o índice ΔV_1 tem o mesmo significado que a grandeza ΔV apresentada no Capítulo 4. Para uniformizar esses conceitos, a partir deste ponto será empregado apenas o índice ΔV_1 para representar a variação de tensão verificada antes o religamento e após o mesmo.

Os índices propostos nesta seção serão empregados para caracterizar a severidade do afundamento de tensão causado pela proteção anti-ilhamento de GDs, conforme será abordado na seção seguinte.

5.3 Caracterização das Variações de Tensão

Como na presença de GDs a posição do tap do regulador de tensão é diferente da posição com o sistema sem GDs, as tensões nas barras não se restabelecem por completo imediatamente após o religamento, uma vez que, nesta situação os GDs ainda não retornaram ao sistema. Com isso, os níveis aceitáveis de tensão serão restabelecidos com a atuação do regulador de tensão, porém isto leva algum tempo, e como visto na Figura 5.2, este tempo está

diretamente ligado ao número de comutações de *taps* necessários para que a tensão se restabeleça. Para melhor analisar o problema, os índices calculados para este caso base podem ser vistos na Tabela 5.1, uma vez que as variações de tensão necessitam ser investigadas tanto pelas suas magnitudes quanto pelas suas durações. Na Tabela 5.1, índices positivos representam afundamentos de tensão tomando como referência o valor da tensão em regime permanente antes do processo de abertura do religador (V_0).

Na Tabela 5.1, o valor do índice ΔT_R mostra que se levaram 51 segundos para que a tensão se recuperasse a valores aceitáveis. A importância deste índice se apresenta na estimação de quando os GDs poderão se reconectar na rede, uma vez que, a depender da concessionária, as práticas utilizadas indicam que a reconexão dos GDs só pode acontecer de alguns minutos após a estabilização da tensão.

Tabela 5.1 – Índices de variação de tensão na barra 6

	Índices	Barra 6	Posição do <i>Tap</i>	Tempo (s)
Índices de Magnitudes	$\Delta V_1(\%)$	11,93	+4	-
	$\Delta V_2(\%)$	10,61	+3	-
	$\Delta V_3(\%)$	9,30	+2	-
	$\Delta V_4(\%)$	7,96	+1	-
	$\Delta V_5(\%)$	6,59	0	-
	$\Delta V_6(\%)$	5,19	-1	-
	$\Delta V_7(\%)$	3,77	-2	-
	$\Delta V_8(\%)$	2,31	-3	-
	$\Delta V_9(\%)$	0,80	-4	-
Índices de Durações	$\Delta T_1(s)$	30,00		60,00
	$\Delta T_2(s)$	3,00		63,00
	$\Delta T_3(s)$	3,00		66,00
	$\Delta T_4(s)$	3,00		69,00
	$\Delta T_5(s)$	3,00		72,00
	$\Delta T_6(s)$	3,00		75,00
	$\Delta T_7(s)$	3,00		78,00
	$\Delta T_8(s)$	3,00		81,00
	$\Delta T_R(s)$	51,00		-

Neste estudo, nota-se que o índice ΔV_1 é o mais importante de todos, pois o mesmo apresenta a maior variação de tensão deste processo. Este índice é definido por:

$$\Delta V_1 = (V_0 - V_1) \times 100 (\%) \quad (5.1)$$

Sendo que:

V_0 = Tensão antes do processo de abertura e religamento (p.u.);

V_1 = Tensão imediatamente após o processo de religamento (p.u.).

Para o cálculo do ΔT_R basta apenas multiplicar o número de mudanças de *tap* necessárias para regularizar a tensão pelo tempo de mudança de *taps* e somar com o ajuste de tempo de atraso do regulador automático de tensão. Com isto, sabendo-se o ΔV_1 e os parâmetros de ajuste do regulador é possível estimar o tempo necessário para recuperação do sistema (ΔT_R).

Como um exemplo de aplicação prática da utilidade destes índices pode-se citar o uso deles na curva ITI (Dugan *et al*, 2002), para analisar a sensibilidade de equipamentos em relação à magnitude e duração das variações de tensão. Neste caso, a Figura 5.3 mostra que o nível de tensão na barra 6 violou a curva ITI no período correspondente a ΔT_R . Isto demonstra a importância que ΔT_R e ΔV_1 sendo os principais índices a serem analisados, uma vez que retratam as condições mais severas do problema.

Figura 5.3 – Análise das variações de tensão utilizando a curva ITI (Dugan, *et al.*, 2002).

A partir das análises feitas nesta seção é possível notar que a magnitude e a duração das variações de tensão estão intimamente ligadas à interação entre os geradores distribuídos e os dispositivos reguladores de tensão existentes no sistema. Para uma melhor avaliação dos índices propostos, a seção a seguir faz uma análise de sensibilidade dos mesmos, avaliando os impactos que a alteração de diversos parâmetros do sistema causam nestes índices.

5.4 Análise de Sensibilidade

A partir das conclusões tiradas na Seção 5.3, estudos de sensibilidade com simulações no domínio do tempo se fazem necessários para que se analise a influência que a alteração de parâmetros do caso base tem nos índices propostos. Os parâmetros avaliados foram:

- Potência entregue pelos GDs;
- Tipo de controle dos GDs;
- Posicionamento do religador;
- Nível de carregamento;
- Tipo de carga;
- Tempo de religamento.

Os resultados serão mostrados nas subseções posteriores. Para estas análises, valores positivos de ΔV_1 indicam afundamentos de tensão.

5.4.1 Potência Entregue pelos GDs

No caso base apresentado na Seção 5.1 todos os três GDs, entregavam 10 MW e 4 Mvar cada, as variações simuladas desta potência entregue pelos GDs foram:

- Caso 0: 100% das potências ativa e reativa do caso base (caso base);
- Caso 1: 83,3% das potências ativa e reativa do caso base;
- Caso 2: 50,0% das potências ativa e reativa do caso base;
- Caso 3: 16,6% das potências ativa e reativa do caso base.

Os parâmetros ajustados do religador foram os mesmos das simulações feitas para o caso base (30 segundos de ajuste de tempo de atraso e 3 segundos entre alterações sucessivas de *taps*). A Figura 5.4 mostra a influência que o nível de penetração dos GDs tem nos índices propostos. Percebe-se na Figura 5.4(c) que, com a diminuição da potência entregue pelos GDs a posição do *tap* antes do religamento diminui, acarretando uma diminuição no afundamento de tensão (ΔV_1) e reduzindo o tempo de recuperação do sistema (ΔT_R).

Figura 5.4 – Influência da potência entregue pelos GDs nos índices de variação de tensão da barra 6.

5.4.2 Modo de Controle dos GDs

Nesta análise foram simuladas situações em que se altera o modo de controle dos GDs. São elas:

- Caso 0: Geradores distribuídos em modo de controle de fator de potência constante igual a 0,928, com suas potências ativas iguais a 10 MW e reativas iguais a 4 Mvar (caso base);
- Caso 1: Geradores distribuídos em modo de controle de fator de potência unitário com suas potências ativas iguais a 12,5 MW e reativas iguais a zero;

- Caso 2: Geradores distribuídos em modo de controle de tensão constante igual a 1 p.u. e suas potências ativas iguais a 12,5MW.

Os resultados destas simulações estão na Figura 5.5, os quais mostram a forte influência que o tipo de controle dos GDs exerce na posição do *tap* do regulador antes do religamento, e por consequência, nos índices ΔV_1 e ΔT_R . Percebe-se na Figura 5.5(a) que a maior variação de tensão ocorreu no Caso 3 (controle PV com $V=1$ p.u.). Neste caso, as variações de tensão são influenciadas pelo nível de suporte de potência reativa que os GDs dão ao sistema antes do religamento, fazendo que o RAT não precise comutar em seus *taps* mais altos para regular a tensão na barra 6, porém após o religamento, este suporte cessa, causando um afundamento mais severo. O Caso 2 apresentou a menor variação de tensão, pois como seus geradores já não entregavam potência reativa ($fp = 1$, $Q = 0$ Mvar) o *tap* do RAT antes do religamento já se encontrava mais próximo da posição final do *tap* para o sistema sem GDs. A partir das observações feitas nesta seção pode-se concluir que, quanto mais potência reativa os GDs injetam na rede, maiores serão os índices ΔT_1 e ΔV_1 .

Figura 5.5 – Influência do modo de controle dos GDs nos índices de variação de tensão da barra 6.

5.4.3 Posicionamento do Religador

Para esta análise foi simulada a operação de outros religadores do sistema em posições diferentes. Salienta-se que para as simulações deste capítulo não foram simuladas faltas no sistemas, mas apenas o processo de religamento executado pelo religador.

- Caso 0: Simulação da operação de RL-01 (Caso base);
- Caso 1: Simulação da operação de RL-02;
- Caso 2: Simulação da operação de RL-03.

A Figura 5.6 apresenta os resultados obtidos nas simulações de operação dos diferentes posicionamentos do religador, e nela nota-se que, quanto mais GDs estiverem a jusante do

religador, maiores serão ΔV_1 e ΔT_R . Esta característica se explica pelo fato de GDs posicionados a montante de religadores não serem desconectados pelo processo de religamento, dando o suporte de potência ativa e reativa ao sistema e aumentando o perfil de tensão da rede em toda a simulação.

Ressalta-se que para os casos 1 e 2, os geradores que ficaram em operação após os transitórios, não perderam a estabilidade devido ao curto-circuito.

Figura 5.6 – Influência da posição do religador nos índices de variação de tensão da barra 6.

5.4.4 Nível de Carregamento do Sistema

Nesta seção a influência que o nível de carregamento do sistema tem nos índices de variação de tensão serão estudados por meio de simulação dos seguintes casos:

- Caso 0: 100% da carga total (caso base - 34 MW);

- Caso 1: 75% da carga total;
- Caso 2: 50% da carga total;
- Caso 3: 25% da carga total.

Os resultados destas simulações estão apresentados na Figura 5.7. Na Figura 5.7(a) se observa a influência que o nível de carregamento do sistema exerce sobre o índice ΔV_1 , sendo os dois diretamente proporcionais, quanto mais carregado o for o sistema, maiores serão as magnitudes das variações de tensão (ΔV_1).

Em relação à duração do evento (ΔT_R), observa-se um comportamento variável na medida em que o carregamento do sistema diminui. Isto acontece porque o *tap* do RAT se eleva significativamente quando a carga é reduzida, e a potência total dos GDs é mantida constante; e também porque o *tap* se estabiliza para posições diferentes após a desconexão dos GDs e para cada patamar de carga. A Tabela 5.2 mostra as posições de *tap* antes e depois, e os respectivos valores de ΔT_R (mesmos valores da Figura 5.7(c)).

Tabela 5.2 – Posição inicial e final dos *taps*.

Casos	Posição inicial do <i>tap</i>	Posição final do <i>tap</i>	ΔT_R (s)
0	4	-4	51
1	6	-3	54
2	7	-1	51
3	8	1	48

Figura 5.7 – Influência do nível de carregamento do sistema nos índices de variação de tensão da barra 6.

5.4.5 Tipo de Carga do Sistema

Para uma análise da influência que o tipo de carga tem nos índices de variação de tensão, foram simulados os seguintes casos:

- Caso 0: Cargas do tipo potência constante ($np = nq = 0$, caso base);
- Caso 1: Cargas do tipo mistas, com corrente ativa constante e impedância reativa constante ($np = 1$ e $nq = 2$);
- Caso 2: Cargas do tipo corrente constante ($np = nq = 1$);
- Caso 3: Cargas do tipo impedância constante ($np = nq = 2$).

A partir da análise da Figura 5.8(a), nota-se que o maior ΔV_1 encontrado foi para o caso base, no qual as cargas são do tipo potência constante (Caso 0), e o menor ΔV_1 se apresentou

para cargas do tipo impedância constante (Caso 3). Tais observações levam à conclusão que quanto menor dependência da tensão as cargas tiverem, maiores serão as variações de tensão. Então, para uma análise conservadora a escolha de cargas do tipo potência constante se faz necessária, caso não se saiba a natureza das cargas. Porém estudos na área mostram que caso não haja dados reais para definir o tipo de carga, é recomendado que sejam utilizadas cargas do tipo mistas, definidas conforme no Caso 1 (Arefifar, 2010). A utilização de cargas do tipo potência constante (tanto ativa quanto reativa) pode levar estudos a resultados conservadores demais a ponto de não refletirem a realidade. Para estas simulações percebe-se na Figura 5.8 que ΔT_R não é afetado pela variação do tipo de carga, uma vez que os valores do mesmo permanecem iguais a 51 segundos em cada caso.

(a) ΔV_1 (b) ΔT_R

(c) Posição do tap do regulador automático de tensão antes do processo de religamento

Figura 5.8 – Influência do tipo de carga nos índices de variação de tensão.

5.4.6 Tempo de Religamento

Como uma última análise deste estudo de sensibilidade, a influência do tempo de religamento nos índices de variação de tensão é estudada nesta seção com os casos a seguir:

- Caso 0: tempo de religamento igual a 500 milissegundos (caso base);
- Caso 1: tempo de religamento igual a 1 segundo;
- Caso 2: tempo de religamento igual a 2 segundos.

Os resultados destas simulações estão mostrados na Figura 5.9. Como esperado, os tempos de religamento não influenciaram na magnitude de ΔV_1 . ΔT_R também não é influenciado, uma vez que o mesmo é calculado apenas a partir do momento em que o religador reenergiza o sistema.

Figura 5.9 – Influência dos tempos de religamento nos índices de variação de tensão.

5.5 Considerações Finais

O presente capítulo mostrou uma análise dinâmica do problema tratado neste documento. A análise foi iniciada com simulações no domínio do tempo de um caso base, que serviu de referência para outros estudos. Índices para avaliar os impactos do processo de religamento no sistema foram propostos. Os resultados obtidos com relação ao índice ΔV_1 foram coerentes com os resultados obtidos no Capítulo 4. A importante contribuição deste capítulo se deve à análise dos índices ΔT_R e ΔT_1 .

As seguintes conclusões podem ser obtidas da análise dos resultados apresentados neste capítulo:

- ΔV_1 depende do nível de tensão antes do processo de religamento, o qual é influenciado pelos parâmetros dos GDs. Nota-se também que esta variação de tensão é a mais severa de todo o processo, o que mostra a importância deste índice na análise;
- ΔT_1 é um índice que depende apenas dos parâmetros do regulador de tensão, neste caso, esta variável depende do ajuste de tempo de atraso do RAT;
- Por representar o tempo total para recuperação dos níveis de tensão, ΔT_R depende tanto dos ajustes do regulador quanto do número de comutações de *taps* necessárias para restabelecer os níveis de tensão. Este índice é útil para mensurar quanto tempo depois de um religamento os GDs poderão se reconectar na rede;
- Como a recuperação da tensão se dá em degraus, a tensão entre duas mudanças sucessivas de *tap* pode ser considerada como constante, então uma análise em regime permanente é cabível sem perda de precisão nas medidas.

Posteriormente uma análise de sensibilidade foi procedida a fim de avaliar melhor os índices propostos e os fatores que os influenciam, como conclusões desta análise podem-se citar:

- Quanto maior o nível de penetração dos GDs no sistema, maiores serão as magnitudes dos índices ΔV_1 e ΔT_R ;
- A partir da análise da influência que o modo de controle dos GDs tem nos índices, é possível concluir que existe relação direta entre a quantidade de potência reativa injetada pelos GDs antes do religamento e as magnitudes de ΔV_1 e ΔT_R , ou seja, quanto maior for o suporte de potência reativa dado pelos GDs ao sistema antes do

religamento mais severa será a variação de tensão (ΔV_1) e o tempo de restabelecimento do sistema (ΔT_R);

- Os índices ΔT_R e ΔV_1 também são afetados pelo posicionamento do religador. Quanto mais GDs estiverem a jusante do religador, maiores serão tais os índices, pois mais GDs serão desconectados no processo de religamento.
- Para a análise de influência do tipo de carga nos índices, pode-se concluir que, a magnitude de ΔV_1 é se reduz com o aumento do nível de dependência da tensão das cargas. Os resultados também mostraram que ΔT_R não foi afetado pelo tipo de carga do sistema.
- O tempo de religamento do sistema não exerce influência nos índices propostos, uma vez que o mesmo é calculado apenas a partir do sistema religado.

Capítulo 6

Metodologia de Análise das Variações de Tensão

A partir das análises feitas no Capítulo 5, conclui-se que o problema estudado no presente trabalho pode facilmente ser analisado por índices simples de serem obtidos, e que as magnitudes dos mesmos são bastante influenciadas pela posição do *tap* do regulador de tensão antes do religamento e pela tensão da barra estudada imediatamente após o religamento. Tais fatores são, por consequência, influenciados por: nível de penetração dos GDs, nível de carregamento do sistema, posicionamento do religador e modo de controle dos GDs. Estas características foram obtidas por meio simulações no domínio do tempo, o que requer tempo de processamento alto e programas computacionais específicos os quais muitas concessionárias podem não possuir.

Tendo em vista estas dificuldades, o presente capítulo propõe uma metodologia que simplifique a análise, utilizando apenas análise estática, uma vez que resultados mostrados no Capítulo 5 indicam que os índices podem ser calculados utilizando ferramentas para fluxo de carga, as quais normalmente concessionárias de energia possuem. O método proposto está descrito na próxima seção.

6.1 Método do Fluxo de Carga para Análise das Variações de Tensão

Para que sejam calculados os índices de variação de tensão, o método propõe que sejam feitos três cálculos de fluxos de carga no sistema a ser analisado a fim de encontrar os valores de V_0 , V_1 e V_F , mostrados na Figura 6.1. Para que o método seja aplicado, os seguintes passos devem ser aplicados:

- Passo 1: Define-se o sistema e seu cenário de operação, com sua topologia, seus geradores, cargas, linhas, capacitores, condições de operação, e etc;
- Passo 2: Define-se o tipo de carga do sistema a ser avaliado. Caso não se tenha esta informação, sugere-se o uso de cargas do tipo corrente ativa constante e impedância reativa constante (Arefifar, 2010);
- Passo 3: Define-se o modo de controle dos geradores distribuídos: para geradores que controlem a potência ativa e reativa injetada ou potência ativa e fator de potência, os GDs devem ser modelados com valores fixos de potência ativa e reativa a serem injetados (Controle PQ). Caso os geradores controlem potência ativa e a tensão de saída, os mesmos devem ser modelados como potência ativa constante e tensão de saída constante (Controle PV);
- Passo 4: Considerando que todos os GDs estejam conectados ao sistema, executa-se o fluxo de carga do sistema a fim de obter o valor de V_0 . Neste fluxo de carga deve ser obtido também o valor da posição inicial do *tap* do regulador, na posição pré religamento (Tap_0);
- Passo 5: Para simular uma situação imediatamente após o religamento, fixa-se a posição do *tap* do regulador em Tap_0 , desconectam-se todos os GDs a jusante do religador, executa-se novamente o fluxo de carga e obtêm-se V_1 ;
- Passo 6: Novamente negligenciando os GDs a jusante do religador, executa-se o fluxo de carga de forma que o regulador opere até chegar no valor satisfaça sua tensão de referência. Feito isto, é obtido o valor de V_F e a posição final do *tap* do regulador (Tap_F);
- Passo 7: Calcula-se ΔV_1 a partir da equação:

$$\Delta V_1 = (V_0 - V_1) \times 100 (\%) \quad (6.1)$$

- Passo 8: Estima-se ΔT_R a partir da seguinte equação:

$$\Delta T_R = \Delta T_1 + \Delta t \times (|Tap_0 - Tap_F| - 1) \quad (6.2)$$

Em que Δt é o tempo entre as mudanças de *tap*.

Figura 6.1 – Valores a serem calculados pelo método proposto.

É importante salientar que os resultados obtidos da aplicação deste método são válidos apenas para um cenário pré-definido. Caso algum parâmetro mude, é necessário que se aplique o método novamente a partir do Passo 1. Na próxima seção será aplicado o método nos casos analisados na Seção 5.4 do Capítulo 5 a fim de validá-lo.

6.2 Validação do Método

Como exemplo e validação, o método proposto foi aplicado ao caso base descrito no Capítulo 5 deste documento. Para a aplicação do método do fluxo de carga utilizou-se a ferramenta computacional do MatLab, o SimPowerSystems (Hydro-Québec e Transénergie, 2011) e novamente as análises foram procedidas para a barra 6. Os passos seguidos foram:

- Passo 1: O carregamento do sistema e as condições de operação dos GDs estão definidas e descritas no Capítulo 5;
- Passo 2: O tipo de carga escolhido seguiu o caso base com cargas do tipo potência constante ($np = nq = 0$);
- Passo 3: Os GDs foram modelados com montantes fixos de potências ativa e reativa injetadas (controle PQ, com $P = 10$ MW e $Q = 4$ Mvar para cada gerador);

- Passo 4: Aplicando o fluxo de carga ao sistema com os GDs ainda conectados encontraram-se os valores de V_0 e Tap_0 :

$$V_0 = 0,9725 \text{ p.u.}$$

$$\text{Tap}_0 = +4$$

- Passo 5: Considerando a posição do *tap* como +4 e desconectando-se os geradores, V_1 foi encontrado rodando-se novamente o fluxo de carga:

$$V_1 = 0,8636 \text{ p.u.}$$

- Passo 6: Ainda com os GDs desconectados, outro fluxo de carga foi aplicado para se obter V_F e Tap_F . Tais valores foram:

$$V_F = 0,9644 \text{ p.u.}$$

$$\text{Tap}_F = -4$$

- Passo 7: Foi calculado ΔV_1 :

$$\Delta V_1 = (0,9725 - 0,8636) \times 100\% = 10,89\%$$

- Passo 8: Por fim, foi calculado o ΔT_R :

$$\Delta T_R = 30 + 3 \times (|4 - (-4)| - 1) = 51 \text{ segundos}$$

A Figura 6.2 mostra os valores de ΔV_1 encontrados para a simulação no domínio do tempo (representado na figura pela sigla DT) e para a aplicação do método proposto do fluxo de carga (representado na figura pela sigla FC). É possível notar que os dois valores estão bem próximos, o que indica a validade do método proposto no presente trabalho. A comparação para o índice ΔT_R não está mostrada em virtude da igualdade entre elas, para ambos os métodos ($\Delta T_R = 51$ segundos).

A fim de estender a validação do método, o mesmo foi aplicado aos casos da análise de sensibilidade procedida no Capítulo 5, e comparado com os resultados obtidos no mesmo capítulo. Tais comparações seguem nas próximas subseções.

Figura 6.2 – Validação do método do fluxo de carga para o caso base.

6.2.1 Potência Entregue pelos GDs

Nesta seção está apresentada a comparação entre o método proposto e as simulações no domínio do tempo. Os casos 1, 2 e 3 são os mesmos da Seção 5.4.1. Conforme mostra a Figura 6.3, o método do fluxo de carga apresentou valores muito próximos de ΔV_1 em relação às simulações no domínio do tempo.

Figura 6.3 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de variação da potência dos GDs.

6.2.2 Modo de Controle dos GDs

A Figura 6.4 apresenta os resultados de obtidos de ΔV_1 pelo método do fluxo de potência para a variação do modo de controle dos GDs e os compara com as simulações no domínio do

tempo. Os casos avaliados foram os mesmos da Seção 5.4.2, e novamente notam-se valores bem próximos de ΔV_1 para as duas abordagens.

Figura 6.4 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes tipos de controle dos GDs.

6.2.3 Posicionamento do Religador

Os resultados obtidos na aplicação do fluxo de carga para os casos de variação da posição do religador em comparação com as simulações no domínio do tempo também se apresentaram satisfatórios. A Figura 6.5 mostra a comparação entre os valores de ΔV_1 encontrados em ambas as abordagens, para os mesmos casos descritos na Seção 5.4.3.

Figura 6.5 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes posições do religador.

6.2.4 Nível de Carregamento do Sistema

Para os mesmos casos da Seção 5.4.4 a Figura 6.6 apresenta a comparação dos valores de ΔV_1 obtidos tanto nas simulações no domínio do tempo quanto na aplicação do método do fluxo de carga. É perceptível pela análise da Figura 6.6 uma boa aproximação entre os valores de ΔV_1 para todos os casos.

Figura 6.6 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes níveis de carregamento do sistema.

6.2.5 Tipo de Carga

Os resultados das duas abordagens estão mostrados na Figura 6.7, para variações no tipo de carga do sistema. Os casos explicitados são os mesmo analisados na Seção 5.4.5. Novamente é possível notar uma boa aproximação entre os valores de ΔV_1 .

Figura 6.7 – Validação do método do fluxo de carga para a análise de diferentes tipos de carga.

6.2.6 Conclusões

Nesta seção foi apresentada a validação do método do fluxo de carga como base de comparação as análises de sensibilidade feitas no Capítulo 5 com simulações no domínio do tempo. Pela análise dos resultados encontrados, pode-se concluir que o método foi validado com sucesso, uma vez que, os valores de ΔV_1 encontrados pela aplicação do método do fluxo de carga tiveram uma boa aproximação dos valores das simulações no domínio do tempo. Esta boa aproximação entre análises dinâmicas e estáticas se deve ao fato dos transitórios que ocorrem nos sistemas de distribuição serem muito rápidos em relação aos tempos de resposta dos dispositivos de regulação de tensão presentes no sistema.

Com a aplicação deste método, as concessionárias podem prever as variações de tensão e suas durações para vários cenários possíveis de maneira rápida e fácil a fim de tomar ações preventivas e mitigatórias para este problema.

Para abranger o conceito do método do fluxo de carga para análise de variações de tensão causadas pela atuação da proteção anti-ilhamento de GDs, a próxima seção aplicará o método em um sistema real de maior porte e buscará soluções mitigatórias para o problema.

6.3 Aplicação do Método do Fluxo de Carga em um Sistema Baseado em uma Rede de Distribuição Real

Esta seção mostra a aplicação do método proposto a um sistema baseado em uma rede de distribuição real (Sistema-teste 02), com a intenção de propor uma medida mitigatória para o problema tratado neste estudo. A Figura 6.8 ilustra a topologia deste sistema, o qual possui as seguintes características:

- O sistema possui tensão nominal de 25kV e os transformadores das cargas foram desconsiderados, sendo as mesmas conectadas diretamente na tensão nominal do sistema;
- Apenas ramos trifásicos foram considerados;
- O sistema possui dois geradores síncronos distribuídos de 5 MVA e 480 V cada, conectados nas barras 50 e 33;
- Um religador foi posicionado entre as barras 991 e 100;
- O RAT está posicionado entre as barras 97 e 99;

- O sistema possui uma carga total de 16,39 MW dos quais 11,35 MW estão a jusante do religador;
- Os parâmetros do regulador de tensão, das cargas do sistema, das linhas de distribuição e dos geradores distribuídos e de seus transformadores estão explicitados Apêndice A deste documento.

Figura 6.8 – Sistema-teste 02.

Para que as simulações no domínio do tempo e o método do fluxo de carga fossem aplicados, um cenário de operação do sistema foi definido, sendo ele:

- 100% de carregamento do sistema, ou seja, 16,39MW;
- Cargas modeladas como do tipo impedância constante ($np = nq = 2$);
- Cada GD entrega 4,6 MW e 1,8 Mvar ($fp = 0,93$);
- Posição inicial do RAT: -2;
- RAT controlando a tensão na sua saída e $V_{Ref} = 0,98$ p.u.;
- Barra analisada: Barra 12.

A sequência de eventos ocorridos para esta análise é a seguinte:

- $t = 12$ segundos a falta é inserida;
- $t = 12,116$ segundos o religador abre e forma-se a ilha;
- $t = 12,333$ segundos a proteção anti-ilhamento dos GDs atua desconectando-os da rede;
- $t = 12,633$ o religador reconecta o sistema;

- $t = 12,753$ segundos a falta se extingue. É admitido que a falta não se extingue entre a abertura e o fechamento do religador, sendo eliminada 120 milissegundos após o fechamento do religador.

A partir das simulações no domínio do tempo, a Figura 6.9 mostra o comportamento da tensão na barra 12 e do *tap* do regulador durante a simulação. Pela análise da Figura 6.9(a) e da Figura 6.9(b) respectivamente é possível calcular os índices de variação de tensão, sendo eles:

$$\Delta V_1 = (V_0 - V_1) \times 100\% = (0,9767 - 0,8910) \times 100\% = \mathbf{8,57\%};$$

$$\Delta T_R = 42 \text{ segundos.}$$

(a) Tensão na barra 12

(b) Taps do regulador

Figura 6.9 – Resultados das simulações dinâmicas do sistema na barra 12.

Aplicando método do fluxo de carga para o sistema, obteve-se os seguintes valores para os índices de variação de tensão:

$$\Delta V_1 = (V_0 - V_1) \times 100\% = (0,9775 - 0,8984) \times 100\% = \mathbf{7,91\%}$$

$$\Delta T_R = 30 + 3 \times (|-7 - (-2)| - 1) = 42 \text{ segundos}$$

Para efeito de comparação, a Figura 6.10 mostra os valores de ΔV_1 para as duas abordagens, e novamente é possível perceber um bom nível de aproximação entre os métodos.

Figura 6.10 – Valores de ΔV_1 para simulação no domínio do tempo e método do fluxo de carga.

Com o método validado para este sistema, a inserção de bancos de capacitores chaveados será analisada como uma possível solução para mitigar o problema da variação de tensão. Para isto, ambas as abordagens serão utilizadas nesta análise, ou seja simulações no domínio do tempo e a aplicação do método do fluxo de carga.

6.4 Instalação de Bancos de Capacitores como Medida Mitigatória das Variações de Tensão

Como visto ao longo deste trabalho, as magnitudes das variações de tensão estudadas estão intimamente ligadas ao montante de potência reativa injetada pelos GDs no estado inicial do sistema, ou seja, antes de ocorrência de falta e abertura do religador, pois a saída dos GDs estanca este suprimento. Tendo em vista esta característica, a inserção de bancos de capacitores chaveados no sistema surge como uma alternativa mitigatória do problema. A ideia principal desta alternativa é acionar banco(s) de capacitores imediatamente após a

atuação da proteção anti-ilhamento dos GDs, a fim de que a injeção de potência reativa na rede seja restabelecida após a desconexão dos geradores.

Partindo dessa ideia, no Sistema-teste 02, dois bancos de capacitores foram alocados nas mesmas instalações dos dois GDs do sistema, nas barras 33 e 50. Desta maneira a proteção anti-ilhamento do GD será responsável também por acionar localmente o seu respectivo banco de capacitores assim que comandar a desconexão do gerador. A potência de cada banco foi ajustada em 2646 Mvar, totalizando 5292 Mvar, que representa o montante total das potências reativas das cargas a jusante do religador. O cenário simulado foi o mesmo da Seção 6.3.

A Figura 6.11 mostra uma comparação dos valores da tensão na barra 12 para o sistema com banco de capacitores e sem o banco de capacitores, na qual ΔV_1 e ΔT_R representam os índices para o sistema sem banco de capacitores e $\Delta V_1\text{Cap}$ e $\Delta T_R\text{Cap}$ os índices do sistema com banco de capacitores. Nota-se que inserção dos bancos trouxe uma redução significativa para os índices de variação de tensão. No caso de ΔV_1 , o mesmo foi reduzido em aproximadamente a sua metade (-8,57% para o sistema sem bancos contra -4,18% para o sistema com bancos) e ΔT_R sofreu um decréscimo de 9 segundos em relação ao valor para o sistema sem bancos de capacitores.

Figura 6.11 – Influência da alocação de bancos de capacitores nos índices de variação de tensão para o carregamento de 100%.

Apesar de esta medida mitigatória apresentar bons resultados, bancos de capacitores mal dimensionados podem não contribuir muito com a redução dos índices ou até mesmo levar o

sistema a uma sobretensão após o religamento (ΔV_1 negativo). Visto este possível problema, para o presente sistema, foi variada a potência reativa total dos bancos de capacitores para obter seus respectivos valores de ΔV_1 e ΔT_R utilizando o método do fluxo de carga, o que representa a tentativa de obtenção de curvas que relacionem a potência dos bancos a serem dimensionados com os índices de variação de tensão desejados para este sistema. A Figura 6.12(a) e a Figura 6.12(b) mostram os resultados obtidos para ΔV_1 e ΔT_R , respectivamente.

Na Figura 6.12(a) as potências totais dos bancos de capacitores estão mostradas no eixo horizontal do gráfico, enquanto os valores de ΔV_1 estão mostrados no eixo vertical. Os pares ordenados deste gráfico foram obtidos utilizando o método do fluxo de carga, e a reta mostrada é produto da regressão linear destes pares. A partir da análise desta figura é possível concluir que bancos com elevada capacidade devem ser instalados a fim de reduzir ΔV_1 a valores insignificantes de forma que não seja necessária a atuação do regulador de tensão. Esta potência total necessária pode variar de 10 Mvar a 12 Mvar (5 Mvar a 6 Mvar para cada banco), que é a mesma faixa de potência na qual ΔT_R é nulo, como mostra a Figura 6.12(b).

Com gráficos desta natureza, pode-se dimensionar bancos de capacitores para corrigir o problema das variações de tensão. A análise deste caso indicou que bancos de capacitores de elevada capacidade devem ser instalados para sanar totalmente o problema, o que pode tornar esta solução dispendiosa do ponto de vista financeiro. Então cabe à concessionária ou ao proprietário do GD fazer uma análise de custo-benefício da potência dos bancos de capacitores a serem instalados em função dos valores de ΔV_1 e ΔT_R toleráveis para cada sistema, uma vez que mesmo havendo o afundamento de tensão, os níveis de tensão alcançados podem não violar as normas vigentes de qualidade de energia. Segundo CEMIG (2011), para a tensão mínima aceitável em suas instalações imediatamente após a desconexão de GDs é de 0,9 p.u. Partindo deste limiar inferior é possível dimensionar os bancos de capacitores a serem alocados, mesmo que a tensão imediatamente após o religamento seja abaixo do valor antes da abertura do religador.

Para o presente caso estudado, como visto anteriormente, a tensão pré-religamento está em torno de 0,977 p.u. e, supondo-se que o limiar inferior aceitável de tensão seja 0,9 p.u. (CEMIG, 2011), tem-se um ΔV_1 máximo aceitável de aproximadamente 7%. Sabendo-se deste valor, é possível consultar o gráfico da Figura 6.12(a) e concluir são necessários bancos de capacitores que totalizem 2 Mvar de potência reativa total. Como pode-se perceber, este valor de potência de bancos de capacitores é muito inferior aos 10 Mvar a 12Mvar necessários

para sanar totalmente o problema. Conclui-se então que, com este tipo de estudo é possível reduzir os custos de correção do problema dos afundamentos de tensão estudados neste trabalho.

Figura 6.12 – ΔV_1 e ΔT_R na barra 12 em função da potência reativa total dos bancos de capacitores.

A partir dos estudos feitos nesta seção é possível modificar o método do fluxo de carga proposto a fim de encontrar a potência reativa total dos bancos necessária para obter valores de ΔV_1 e ΔT_R desejados. Os passos são:

- **Passo 1:** Define-se o sistema e seu cenário de operação, com sua topologia, seus geradores, cargas, linhas, capacitores, condições de operação, e etc;
- **Passo 2:** Define-se o tipo de carga do sistema a ser avaliado. Caso não se tenha esta informação, sugere-se o uso de cargas do tipo corrente ativa constante e impedância reativa constante (Arefifar, 2010);
- **Passo 3:** Define-se o modo de controle dos geradores distribuídos: para geradores que controlem a potência ativa e reativa injetada ou potência ativa e fator de potência, os GDs devem ser modelados com valores fixos de potência ativa e reativa a serem injetados (Controle PQ). Caso os geradores controlem potência ativa e a tensão de saída, os mesmos devem ser modelados como potência ativa constante e tensão de saída constante (Controle PV);
- **Passo 4:** Escolhe-se uma ou mais barras do sistema para analisar e define-se os valores aceitáveis para ΔV_1 e ΔT_R . É recomendado que sejam escolhidas barras com os menores níveis de tensão quando o sistema não possui GDs conectados;

- Passo 5: Considerando que todos os GDs estejam conectados ao sistema e os bancos desconectados, executa-se o fluxo de carga do sistema a fim de obter o valor de V_0 . Neste fluxo de carga deve ser obtido também o valor da posição inicial do *tap* do regulador, na posição pré religamento (Tap_0);
- Passo 6: Escolhe-se um valor para a potência total dos bancos de capacitores, de preferência a soma das potência reativas das cargas a jusante do religador, ou a soma das potências reativas entregue pelo GD antes do religamento caso o modo de controle dos mesmos seja controle PQ;
- Passo 7: Para simular uma situação imediatamente após o religamento, assume-se a posição do *tap* do regulador como Tap_0 , desconectam-se todos os GDs a jusante do religador e conecta-se os bancos de capacitores, executa-se novamente o fluxo de carga e obtêm-se V_1 ;
- Passo 8: Novamente negligenciando os GDs a jusante do religador e mantendo os bancos de capacitores conectados, executa-se o fluxo de carga de forma que o regulador opere até chegar no valor satisfaça sua tensão de referência. Feito isto, é obtido o valor de VF e a posição final do *tap* do regulador (Tap_F);
- Passo 9: Calcula-se ΔV_1 . Se o valor encontrado for menor ou igual ao valor definido no Passo 4, segue-se a rotina para o Passo 10. Caso contrário, aumenta-se o valor da potência dos capacitores e retorna para o Passo 7;
- Passo 10: Calcula-se ΔT_R ;

Como visto neste estudo, a inserção de bancos de capacitores possui prós e contras. A vantagem desta solução é a eficiência na correção das variações de tensão. Quando bem dimensionados, os capacitores elevam as tensões pós religamento a níveis bastante satisfatórios a ponto de não haver operação dos reguladores. Porém em alguns casos o correto dimensionamento destes pode levar a valores de potência de capacitores muito altos, se tornando inviável economicamente a instalação. Como desvantagem pode-se citar que, caso não sejam bem dimensionados, os bancos podem causar sobretensões na rede, principalmente em períodos de carga baixa. Assim, o método proposto anteriormente pode ser utilizado para dimensionar os bancos de capacitores de maneira eficiente. Outro ponto que deve ser bem avaliado é o carregamento dos capacitores que pode trazer transitórios de tensão duradouros que pode inviabilizar a análise estática, uma vez que, nestes casos, a tensão não irá variar em graus.

6.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi proposto um método para encontrar as magnitudes dos índices que avaliam as variações de tensão causadas pela desconexão dos geradores distribuídos após o ilhamento. Tal método propôs a obtenção dos índices por meio de simulações de fluxo de carga, facilitando a análise do problema, uma vez que ferramentas de simulações no domínio do tempo exigem muito esforço computacional e programas de alto valor financeiro, que podem não estar à mão das concessionárias, ao contrário de ferramentas de cálculo de fluxo de carga.

Para validar o método, o mesmo foi aplicado ao sistema teste de menor porte utilizado ao longo deste trabalho. Uma análise de sensibilidade semelhante à análise feita no Capítulo 5 foi procedida. Os valores dos índices encontrados por meio do método do fluxo de carga foram comparados com os valores encontrados nas simulações no domínio do tempo, e como resultado, obteve-se uma boa equivalência dos valores nestas comparações, confirmando a validade do método.

Posteriormente, a fim de generalizar o método e avaliar uma possível solução para o problema, foi utilizado um sistema teste de maior porte, que simula uma rede de distribuição real e suas características. A partir das análises feitas, o método provou novamente ser eficiente e uma possível solução para o problema foi apontada, sendo ela, a alocação de bancos de capacitores chaveados no sistema para se conectarem na rede imediatamente após a saída dos GDs do sistema. A principal ideia desta solução é o restabelecimento do suporte de potência reativa ao sistema, o qual se extingue com a saída dos GDs.

Pelas análises feitas, a solução proposta mostrou-se satisfatória na redução e/ou extinção das variações de tensão, porém, avaliou-se que a mesma pode ser bastante dispendiosa em função do porte dos bancos de capacitores a serem alocados, cabendo assim uma análise da relação custo-benefício entre os níveis de tensão aceitáveis após o religamento e a escolha do porte dos bancos de capacitores. Para o dimensionamento dos bancos de capacitores, foi proposta uma variação do método do fluxo de carga, no qual sabendo-se o ΔV_1 é possível por meio de etapas iterativas, encontrar a potência reativa total necessária que satisfaça a condição desejada.

Capítulo 7

Considerações Finais e Conclusões

Com o foco na qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, o presente trabalho tem como contribuição principal o estudo de forma detalhada dos impactos da geração distribuída em um sistema de distribuição de energia, com ênfase às variações de tensão que ocorrem quando geradores síncronos distribuídos são desconectados de redes de distribuição pela atuação de suas respectivas proteções anti-ilhamento. Visto que este pode ser considerado um problema novo, decorrente da expansão da geração distribuída, um método capaz de analisar o problema e facilitar os estudos destas variações foi proposto e avaliado.

Os estudos se iniciaram a partir da análise detalhada dos critérios das proteções anti-ilhamento de concessionárias de energia brasileiras e estrangeiras. De forma geral, as concessionárias de energia e órgãos reguladores não permitem a operação ilhada, pois determinam que os GDs devem ser equipados com proteções anti-ilhamento, a fim de desconectá-los instantes depois da detecção do ilhamento e antes que ocorra o religamento do sistema por parte da rede principal evitando danos no sistema. Após o religamento, os GDs devem permanecer desconectados até que os níveis aceitáveis de tensão e frequência se restabeleçam e permaneçam estáveis por certo período, tempo o qual, na maioria das normas é da ordem de minutos. Salienta-se que para as análises feitas neste trabalho observaram-se dois aspectos importantes destes critérios, um deles é o tempo de religamento da rede, e o outro é o tempo mínimo que o GD deve esperar para se reconectar à rede de distribuição, uma vez que tais fatores influenciam na duração das variações de tensão.

Em um segundo momento, com base no sistema teste proposto e utilizando a ferramenta de simulações SimPowerSystems do MatLab, foi procedida uma análise estática do problema por meio de simulações de fluxo de carga. Nesta etapa não houve preocupação com a duração das

variações de tensão. Uma análise de sensibilidade foi procedida, investigando a influência que diversos fatores nas magnitudes destas variações. Verificou-se a influência diretamente proporcional que a magnitude das variações de tensão sofre do nível de carregamento do sistema, do nível de penetração dos GDs e do montante de potência reativa injetada pelos GDs antes do processo de religamento. Em comparação com os outros tipos de carga estudados, o tipo de carga modelado como potência ativa e reativa constante apresentou as maiores variações de tensão. Como esperado, nestes casos a barra mais distante da subestação apresentou as maiores variações de tensão.

Posteriormente, análises dinâmicas foram feitas utilizando as mesmas ferramentas da análise estática. Nesta etapa, fez-se o uso de simulações no domínio do tempo para propor e avaliar índices que caracterizaram as variações. Para esta análise ΔV_1 e ΔT_R se mostraram os índices mais significativos, uma vez que os mesmos expressam a maior variação e o tempo total de recuperação da tensão respectivamente. Pelas observações feitas notou-se que ΔV_1 é um índice que depende do nível de tensão antes do processo de religamento e que ΔT_1 depende tanto do nível de tensão antes do religamento quanto dos ajustes dos parâmetros temporais do regulador de tensão. Uma característica importante do comportamento da tensão pós religamento é seu crescimento em degraus, devido à atuação do regulador. Tal comportamento embasou o método alternativo de análise proposto nesta dissertação, pois se notou a possibilidade da análise de um problema, que é por natureza dinâmico, ser procedida por ferramentas de análise estática.

Simulações no domínio do tempo podem trazer dificuldades principalmente no que diz respeito ao custo computacional e financeiro para aquisição de programas por parte das concessionárias de energia. Tendo em vista isto, este trabalho propôs um método alternativo de análise das variações de tensão, o qual faz uso de simulações estáticas com fluxo de carga para encontrar os índices de variação de tensão. O método foi proposto e posteriormente validado em comparações com as análises de sensibilidade feitas para as simulações no domínio do tempo. O método do fluxo de carga se mostrou satisfatório e uma importante ferramenta de fácil acesso para avaliação das variações de tensão e os fatores que as influenciam.

A fim de buscar uma solução para mitigar o problema, o método foi aplicado a um sistema de maior porte, que representa um sistema real de distribuição. A solução proposta neste trabalho foi a inserção de bancos de capacitores chaveados que se conectam ao sistema imediatamente após a saída dos GDs. A ideia por trás desta solução está no restabelecimento

da injeção de potência reativa que os GDs forneciam antes de se desligarem. Esta injeção por parte dos capacitores fez com que a tensão pós religamento fosse mais alta do que a situação sem capacitores. Então, o regulador necessitará de um tempo menor para recuperar por total os níveis de tensão. Como desvantagem desta alternativa pode-se citar o alto porte dos bancos de capacitores necessários para eliminar as variações, o que pode levar a altos custos financeiros às concessionárias ou aos proprietários dos GDs. Visto este problema, o presente trabalho mostrou um estudo em que se apresentou que é possível atingir valores aceitáveis de tensão, com capacitores de menor porte, mesmo que o RAT leve certo tempo para recuperar a tensão totalmente. Para encontrar o valor desejado para os capacitores, empregou-seo método do fluxo de carga foi modificado, de forma que foi possível dimensionar o banco tendo como base o valor de ΔV_1 desejado.

7.1 Sugestões para trabalhos Futuros

As sugestões propostas para sequência da pesquisa são:

- Estudos semelhantes ao deste trabalho utilizando outros tipos de geradores, que possam englobar as diversas fontes de energia, principalmente as alternativas que estão em evidência, dentre elas pode-se citar: geradores eólicos de indução duplamente excitados ou de imã permanente e fontes fotovoltaicas;
- O desenvolvimento de técnicas de otimização para alocação e dimensionamento dos bancos de capacitores para corrigir o problema ao menor custo;
- Investigação de outras possíveis soluções para o problema, sendo elas:
 - Rejeição de carga;
 - Inibição da atuação do religador;
 - Configuração do RAT para o modo de mudanças não sequencial de *taps*.

Referências Bibliográficas

ABB Power Technologies AB, On-Load-Tap-Changers, type UBB, *Technical Guide*, 2002.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G., SODER, L. What is Distributed Generation? **International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects**. Estocolmo, Suécia, Jun., 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 03 abril 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica, p.62, 2013.

ALBERTA DISTRIBUTED GENERATION TECHNICAL AND POLICY COMMITTEE. **Alberta Distributed Generation: Interconnection Guide**. 67p july, 2002.

AREFIFAR, S. A. **Measurement of Power System Impedance and Load Model Parameters**. 2010, PhD Thesis (Energy Systems), Electrical and Computer Engineering Department, University of Alberta, Edmonton.

BOMMAREDDY ,C.; MAKRAM, E. Power Quality Studies in the Presence of DG. **Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources**. 2007.

BRITTO, T. M. ; MORAIS, D. R.; MARIN, M. A.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks. **Transmission and Distribution Conference and Exposition. Latin America, IEEE/PES**, p. 623- 628, 8-11, Nov. 2004.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão**. p.125, Julho de 2011.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). **Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL – NTC-905100**. p. 155, Dezembro de 2012.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (COELBA). **Conexão de Microgeradores ao Sistema de Baixa Tensão – SM.04-01.011**. p. 24, Dezembro de 2012.

CIGRÉ WORKING GROUP 37.23. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. **Cigré Technical Report**. Paris, 1999, p.50.

CIREN WORKING GROUP 04. Dispersed generation. **CIREN Preliminary Report for Discussion at CIREN Nice 1999**. 1999. p. 42. Disponível em: <<http://www.cired.be>>. Acesso em: 22 março 2011.

COLLINS, E. R.; JIANG, J. Voltage Sags and the Response of a Synchronous Distributed Generator: A Case Study. **IEEE Transactions on Power Delivery**. vol. 23, n. 1, p. 442-448, 2008.

DIAS, M. V. X.; BOROTNI, E. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, p. 1-11, 2005.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY H. W.; Electrical Power Systems Quality. **McGraw-Hill Professional**. 2nd Edition, 2002.

EL-SAMAHY, I.; EL-SAADANY, E. The effect of DG on power quality in a deregulated environment. **In: IEEE Power Engineering Society General Meeting**, vol. 3, n. 12-16, p. 2969- 2976, June, 2005.

FARHANGI, H. The Path of the Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazine**. vol. 8, n. 1, p. 19-28, Jan/Feb, 2010.

FREITAS, W. *et al.* Impacto de Geração Distribuída no Afundamento de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Devido a Falhas Desbalanceadas. **In: VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE)**. Belém, 2005b.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C.; MOLERATO; A.; SILVA, L. C. P.; LEMOS, F. A. B. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **Power Systems, IEEE Transactions**. vol.21, n.1, p. 301- 311, Feb. 2006.

FREITAS, W. VIEIRA, J. C.; MOLERATO; A.; XU, W.; Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. **Energy Conversion, IEEE Transactions**. vol.20, n.2, p. 474- 480, June, 2005a.

GOMEZ, J.C.; MORCOS, M.M., Coordination of voltage sag and overcurrent protection in DG systems, **Power Delivery, IEEE Transactions on** , vol.20, no.1, pp.214,218, Jan. 2005

GUILLOT, M. ; COLLOMBET, C.; BERTRAND, P.; GOTIZG, B. Protection of embedded generation connected to a distribution network and loss of mains detection. Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIREN. **16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482)**, vol. Summaries, p.254, 2001.

GUO, Y.; ZHU, D.; WANG, X. Profiling innovation system for Solar Photovoltaics in China. Industrial Engineering and Engineering Management, 2009. **IEEM 2009. IEEE International Conference**, vol. 8-11, p.100-104, Dec. 2009.

HURLEY, J. D.; BIZE, L.; MUMMERT, R. D. The adverse effects of excitation system VAR and power factor controllers. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 14, n. 4, p. 1636-1645, Dec. 1999.

HYDRO ONE. **Distributed Generation Technical Interconnection Requirements – Interconnection at Voltages 50 kV and Below**. p.161, February, 2009.

HYDRO-QUEBEC. Disponível em: <www.hydroquebec.com/business/moyen>. Acesso em 28 mar 2011.

HYDRO-QUÉBEC; TRANSÉNERGIE TECHNOLOGIES. **SimPowerSystems for Use with Simulink**: User's Guide Version 4. Disponível em: <<http://www.mathworks.com>>. Acesso em: 15 mar. 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE Std. 1547.p.1-27, June, 2003. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE Std 1547.2-2008, p.1-207, April, 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. IEEE Std 929-2000 , 2000.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Disponível em: < <http://www.iea.org>>. Acesso em 23 março 2011.

JENKINS, N.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000. p.292.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 1st ed., USA: Electric Power Engineering Series, CRC Press, 2002. 314p.

KOJOVIC, L.; Impact DG on voltage regulation. **In: Power Engineering Society Summer Meeting**. vol.1, n.25-25, p.97-102, July 2002.

KUMPULAINEN, L.K.; KAUHANIEMI, K.T. Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing. **In: Power Systems Conference and Exposition IEEE PES**, vol. 1, n. 10-13, p. 603- 608, Oct., 2004.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. 1st ed., New York: McGraw-Hill, 1994.

LONDERO, R.R.; AFFONSO, C.M.; NUNES, M. V A; FREITAS, W. Planned islanding for Brazilian system reliability. **In: Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES**. vol. 19-22, p.1-6, April, 2010.

LONG ISLAND POWER AUTHORITY (LIPA). **Interconnection Guide for Independent Power Producers**. p.120, March, 2008a.

LONG ISLAND POWER AUTHORITY (LIPA). **Transmission & Distribution Planning Criteria & Guidelines**. p.138, March, 2008b.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída: aspecto tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

MACKEN, K. J.; BOLLEN, M. H. J.; BELMANS, R. J. M. Mitigation of Voltage Dips Through Distributed Generation Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**. vol. 40, n. 6, p. 1686-1693, 2004.

MAREI, M.I.; EL-SAADANY, E.F.; SALAMA, M.M.A. An intelligent control for the DG interface to mitigate voltage *Flicker*. In: **Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03. Eighteenth Annual IEEE**. vol.1, n. 9-13, p. 179- 183, Feb., 2003.

MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **Power Engineering Journal**. vol.16, n.1, p.5-12, Feb., 2002.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>> Acesso em 24 mar 2011.

MORSI, W.G.; EL-HAWARY, M.E. Effect of distributed generation on voltage flicker in distributed systems: A case study. In: **Electrical and Computer Engineering, 2008. CCECE 2008. Canadian Conference**. p.65-70, May 2008.

MULHAUSEN, J.; SCHAEFER, J.; MYNAM, M.; GUZMAN, A.; DONOLO, M. Anti-islanding today, successful islanding in the future. In: **Protective Relay Engineers, 2010 63rd Annual Conference for**. p.1-8, March/April, 2010.

NUROGLU, F. M.; ARSOY, A.B. Voltage profile and short circuit analysis in distribution systems with DG. In: **Electric Power Conference, 2008. EPEC 2008. IEEE Canada**. p.1-7, Oct., 2008.

PADILHA, L. N. “Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos”, 2010, **Dissertação (Mestrado em Ciências)**, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

PARSONS JR., J. R. Cogeneration application of induction generators. **IEEE Transactions on Industry Applications**. v. 20, n. 3, p. 497-503, May/June 1984.

PETEAN, D.; VIEIRA, J. C. M.; MACHADO, R. Q. Influence of Inverter-based Distributed Generator Interface Control on the Performance of Power Distribution Systems. In: **Bulk**

Power System Dynamics and Control (iREP) – VIII (IREP), 2010 IREP Symposium. Buzios, Brazil, p. 1-8, 2010.

PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS. Distributed Generation Interconnection Manual. p. 114, May, 2002.

SAIDIAN, A.; MIRABBASI, D.; HEIDARI, M. The effect of size of DG on voltage flicker and voltage sag in closed-loop distribution system. **In: Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on.** vol.15-17, p.68-72, June, 2010b.

SAIDIAN, A.; HEIDARI, M.; MIRABBASI, D. Improvement of Voltage Unbalance and Voltage Sag in Radial Distribution Systems Using DG. **In: 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications.** p. 835-839, 2010a.

TORONTO HYDRO. Toronto Hydro-Electric System – Parallel Generation Requirements. p.11, January, 2007.

VIEIRA JR, J. C. M. **Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos.** 2006, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas.

VOJDANI, A.; Smart Integration. **IEEE Power & Energy Magazine.** vol. 6, n. 6, p. 71-79, Nov/Dec, 2008.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed Generation islanding – implications on power system dynamic performance. **In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING,** Chicago. p. 92-96, 2002.

Apêndice A

Detalhamento dos Sistemas Elétricos Estudados

Neste Apêndice são detalhados os dois sistemas utilizados nos estudos desta dissertação.

A.1 Sistema-teste 01

Tabela A. 1 – Parâmetros dos geradores distribuídos do Sistema-teste 01.

Parâmetros	Valores
Potência Nominal (MVA)	12,5
Tensão de Saída Nominal (kV)	6,9
Tensões do Trafo de Conexão (kV)	33/6,9
Tipo de Ligação do Trafo de Conexão	Δ/Y_g

Tabela A. 2 – Potências nominais das cargas do Sistema-teste 01

Barra	Potência Ativa da Carga na Barra
1	9,0 MW
2	6,5 MW
3	5,2 MW
4	4,5 MW
5	4,2 MW
6	4,6 MW
Total	34 MW

Tabela A. 3 – Dados da rede de distribuição do Sistema-teste 01

Parâmetros	Valores
Tensão Nominal do Sistema de Subtransmissão de Alimentação da Subestação (kV)	132
Frequência Nominal (Hz)	60
Nível de Curto-circuito (MVA)	1.500
Tensão do Nominal do Sistema de Distribuição (kV)	33
Tensões Nominais do Trafo da Subestação (kV)	132/33
Tipo de Ligação do Trafo da Subestação	Δ/Y_g

A.2 Sistema-teste 02

Tabela A. 4 – Parâmetros dos geradores distribuídos do Sistema-teste 02.

Parâmetros	Valores
Máquina / Tipo do Rotor	Síncrono / Polos Salientes
Potência Nominal (MVA)	5,0
Tensão Nominal (kV)	0,48
Frequência Nominal (Hz)	60
$X_d; X_d'; X_d''$ (p.u.)	2,081 ; 0,295 ; 0,193
$X_q; X_q'; X_q''$ (p.u.)	1,144; 0,183; 0,1
$T_{d0}; T_{d0}'; T_{d0}''$ (s)	3,007; 0,0152; 0,0081
R_s (p.u.)	0,003
Número de Pares de Polos	3
Coefficiente de Inércia (s)	0,4182
Conexão	Y Aterrado

Tabela A. 5 – Parâmetros dos transformadores de interconexão dos GDs do Sistema-teste 02.

Parâmetros	Valores
Conexão	$\Delta : Y_g$
Tensão Nominal (kV)	25 : 0,48
Frequência Nominal (Hz)	60
Potência Nominal (MVA)	5,25
R_l e R_2 (p.u.)	0
L_l e L_2 (p.u.)	0,02
L_m e L_m (p.u.)	500

Tabela A. 6 – Parâmetros do regulador automático de tensão (RAT) do Sistema-teste 02.

Parâmetros	Valores
Potência Nominal	15 MVA
Tensões Nominais	25 kV / 25 kV
Impedância	9%
Número de <i>Taps</i>	17 posições (-8 a +8)
ΔV por <i>Tap</i>	0,0125 p.u.
Tensão de Referência	0,98
Atraso de Tempo	30 segundos
Barra Controlada	Regulador de Tensão
Banda Morta	0,0167 p.u.

Tabela A. 7 – Cargas do Sistema-teste 02.

Barra	P (kW)	Q (kW)	Barra	P (kW)	Q (kW)
7	101,40	48,60	66	15,20	7,30
12	253,60	121,50	67	25,40	12,20
13	169,00	81,00	107	25,40	12,20
16	50,70	24,30	114	25,40	12,20
18	25,40	12,20	127	50,70	24,30
22	25,40	12,20	128	50,70	24,30
24	50,70	24,30	129	1409,00	682,00
25	50,70	24,30	142	530,00	256,70
27	25,40	12,20	143	50,70	24,30
28	38,00	18,20	144	1103,80	534,60
39	5,10	2,40	164	551,90	267,30
42	3160,00	1530,00	165	1690,00	810,00
45	2110,00	1020,00	166	700,00	200,00
54	169,00	81,00	167	1000,00	300,00
58	76,10	36,50	168	1690,00	810,00
63	25,40	12,20	170	1108,90	214,00
64	25,40	12,20	-	-	-

Tabela A. 8 – Impedâncias das linhas de distribuição do Sistema-teste 02.

Origem	Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Origem	Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
Subestação	126	0,2370	0,3367	1	63	0,2455	0,1139
126	127	0,0489	0,0122	1	64	0,2709	0,0956
126	128	0,0167	0,0042	1	4	0,1179	0,1227
126	129	0,0098	0,0102	4	107	0,4139	0,1965
129	135	0,0804	0,0841	4	42	0,0094	0,0098
135	144	0,0025	0,0010	42	50	0,0021	0,0022
135	138	0,1165	0,1218	50	54	0,0836	0,0757
138	142	0,0031	0,0012	4	39	0,1414	0,1166
138	143	0,0597	0,0148	39	32	0,1276	0,0463
138	147	0,1075	0,2103	32	45	0,0514	0,0652
147	170	0,1117	0,2375	45	11	0,1791	0,1864
147	148	0,1406	0,2988	11	58	0,2341	0,0911
148	166	0,0653	0,1387	11	13	0,0687	0,0267
148	97	0,5265	1,1081	11	9	0,0446	0,0467
99	114	0,2633	0,5596	9	12	0,0759	0,0189
99	991	0,0980	0,1026	9	7	0,0451	0,0434
104	98	0,1205	0,1260	32	33	0,0386	0,0202
98	167	0,0413	0,0432	33	28	0,8670	0,2826
98	95	0,1147	0,1767	28	19	0,1512	0,0493
95	164	0,1316	0,2797	19	18	0,7807	0,2983
95	83	52,47	1,1103	19	22	0,1034	0,0337
83	165	0,0964	0,0375	22	23	0,1103	0,0360
83	168	0,0866	0,1007	23	25	0,1161	0,0378
65	66	0,0263	0,0086	23	27	0,3507	0,1143
66	67	0,2333	0,0760	23	24	0,0273	0,0089
65	1	0,0489	0,0676	-	-	-	-