UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

Rogério Lúcio Lima

Análise de Requisitos Técnicos para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos

São Carlos
2013

Rogério Lúcio Lima

Análise de Requisitos Técnicos para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos

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

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

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

São Carlos
2013

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

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

L732a

Lima, Rogério Lúcio
Análise de requisitos técnicos para ilhamneto intencional de geradores síncronos distribuídos / Rogério Lúcio Lima ; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- São Carlos, 2013.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Ciências e 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. Ilhamento. 3. Gerador síncrono. 4. Qualidade da energia elétrica. 5. Rejeição de carga. I. Titulo.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ROGÉRIO LÚCIO LIMA**

Título da dissertação: "Análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos".

Data da defesa: 09/08/2013

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Júnior (Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Dr. **Ricardo Caneloi dos Santos** (Universidade Federal do ABC/UFABC)	Aprovado
Prof. Dr. **Rodrigo Andrade Ramos** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO

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

Aos meus pais Raimundo e Denalva e ao meu irmão Rony.
À minha esposa Cristina e filha Cecília pelo amor.

Agradecimentos

A Deus por ter dado a oportunidade de vivenciar todas as experiências de vida que me possibilitou evoluir enquanto ser humano.

Ao meu orientador, Prof. Doutor José Carlos de Melo Vieira Júnior pela atenção, paciência, dedicação, ensinamentos e exemplo de profissionalismo. A este amigo, pois é assim que o considero, meras palavras não são suficientes para expressar o quanto sou grato por ter me acompanhado nessa jornada.

São muitas as pessoas que me ajudaram durante todos esses anos de formação profissional e que aqui queria agradecê-los. Em especial aos meus amigos do laboratório LSEE – Laboratório de Sistema de Energia elétrica, Lucas, Ricardo, Alex, Thaís, Hermes, Etienne, Patrick, Monaro, Raphael, Artur, Jáder, Marco Lino, Marcelo Lima, Athila, Daniel Motter.

Aos colegas que convivi em São Carlos, da minha república, Hermes, Rafael Rahal e José Valdemir Júnior. Aos amigos Aldir, Fillipe Vasconcelos, Felipe, Camila Fantin, Tati, Danilo Sipoli, Raphael, Fernando Fabrizzi, ao meu grande amigo e incentivador Guilherme Borges.

Ao CNPq pelo apoio financeiro durante parte do período.

À Escola de Engenharia de São Carlos, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e aos professores que compartilharam com toda dedicação os seus conhecimentos, além dos funcionários do departamento de engenharia elétrica.

À Jussara Ramos e Marisa Helena pela disposição em sempre nos ajudar com os documentos.

Ao Klaus por ter me ajudado com as implementações de algumas tarefas no Matlab.

À Cristina por sempre estar ao meu lado nos momentos de maior dificuldade.

Ao Senhor Silênio e Dona Gessy pelo carinho e atenção à minha família.

Ao meu irmão Rony por sempre ter acreditado nos meus propósitos.

Ao Dr. Jony, neurocirurgião, por ter tido toda habilidade necessária na cura da doença que me acometeu nos últimos meses.

Aos amigos Mauricio Munhoz, Ana Catarina, Emannuele, Rubens Araújo, Rejean Addor, Wilton Simões, Rodrigo Berthoncello e Alexandre.

A todos que de forma direta e/ou indireta contribuíram para a conclusão desse trabalho.

Resumo

LIMA, R. L. (2013). **Análise de requisitos técnicos para ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos**. 124 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

Havendo qualquer distúrbio em um determinado sistema de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos (GDs), é procedimento habitual exigido pelas concessionárias a desconexão destes na intenção de evitar a formação de um sistema ilhado eletricamente sustentado. Este procedimento tem como objetivo evitar maiores danos tanto ao sistema elétrico como um todo, principalmente ao próprio gerador distribuído, bem como às pessoas envolvidas na manutenção desse sistema. Entretanto, esse fato diminui consideravelmente as contribuições do conceito de geração distribuída à melhoria da qualidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias. Neste contexto, este trabalho possui como objetivo analisar os requisitos técnicos necessários para viabilizar a operação ilhada dos geradores distribuídos. Sabendo que a maioria das cargas presentes em um sistema de distribuição é dependente dos níveis de tensão e frequência da energia de suprimento, a análise e o monitoramento dessas grandezas antes e durante o ilhamento deverão ocorrer de forma que não se perca a estabilidade da rede ilhada. Para isto, devem ser avaliadas alterações nos métodos de operação e controle dos geradores distribuídos, de maneira a atender os requisitos técnicos necessários para manter a tensão e a frequência dentro dos parâmetros de qualidade de energia elétrica. Foram propostos quatro índices de desempenho para avaliar a qualidade da energia elétrica no sistema ilhado. Os resultados obtidos demonstram a necessidade de efetuar ações corretivas eficientes para manter o sistema elétrico ilhado operando dentro dos padrões aceitáveis de qualidade de energia elétrica. Foram investigadas soluções potenciais e viáveis para garantir a operação da ilha estável e com qualidade da energia elétrica. Além disso, observou-se que cargas dependentes da tensão podem influenciar significativamente a capacidade do GD em formar de ilhas estáveis.

Palavras-chave: geração distribuída, ilhamento, gerador síncrono, qualidade da energia elétrica, rejeição de carga.

Abstract

LIMA, R. L. (2013). **Analysis of technical requirements for intentional islanding of distributed synchronous generators**. 124 f. Dissertation (Master's) – University of São Paulo, São Carlos, 2013.

If disturbances occur in a power distribution systems in the presence of distributed generators (DGs), a common practice required by utilities is to disconnect such generators, aiming at avoiding a self-sustained energized island. This procedure is required on order to prevent damage to the whole distribution system, mainly the DG, and to the utility maintenance personnel, as well. However, this requirement may decrease the possible contributions of the distributed generation concepts to the quality of the power supply. In this context, this work aims at analyzing the technical requirements related to make DGs islanded operation feasible. Since most of the loads are dependent on the supply voltage and frequency, the analysis and monitoring of such quantities before and after an islanding event should occur in such a way that the stability of the energized island is granted. To reach such a goal, changes in the DG control modes must be assessed, so that the technical requirements necessary to keep voltage and frequency within statutory limits are fulfilled. Four performance indices have been proposed to assess the power quality in the islanded system. The results have shown the need to perform efficient corrective actions to ensure reliable islanded operation. Moreover, it was observed that voltage-dependent loads may influence the DG capability to sustain stable islands.

Key-Words: Distributed generation. Islanding. Synchronous generator. Power quality. Load shedding.

Lista de figuras

Figura 2.1 - Digrama unifilar simplificado de uma rede de distribuição com um autoprodutor... 28
Figura 3.1 - Modelo elétrico da máquina síncrona. ... 43
Figura 3.2 - Modelo do regulador de velocidade de uma turbina a vapor. ... 46
Figura 3.3 - Turbina a vapor com reaquecimento. ... 47
Figura 3.4 - Esquema de controle de excitação de um gerador síncrono. ... 48
Figura 3.5 - Modelo do sistema de excitação do gerador síncrono. ... 48
Figura 3.6 - Circuito equivalente do modelo do transformador. ... 51
Figura 3.7 - Esquema simplificado do sistema elétrico empregado. ... 53
Figura 4.1 - Frequência e tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo impedância constante. ... 60
Figura 4.2 - Frequência e tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo impedância constante. ... 60
Figura 4.3 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo corrente constante. ... 61
Figura 4.4 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo corrente constante. ... 61
Figura 4.5 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência ativa total das cargas, carga do tipo impedância constante. ... 62
Figura 4.6 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência ativa total das cargas, carga do tipo corrente constante ... 63
Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico. ... 68
Figura 5.2 - Comportamento das tensões e da frequência após o ilhamento e sem a conversão dos modos de controle do GD. ... 69
Figura 5.3 - Comportamento das tensões e da frequência após o ilhamento e com a conversão dos modos de controle do GD. ... 70
Figura 5.4 - Índices de desempenho para variações da tensão. ... 72
Figura 5.5 - Índice de desempenho para variação da frequência. ... 72
Figura 6.1 - Índice Δf_T para os modos de controle PQ e PV. ... 87
Figura 6.2 - Potência gerada (P_G) por meio do controle "*Load Following*". ... 91
Figura 6.3 - Diagrama de blocos do modelo IEEE ST1A ... 94
Figura 6.4 – Comparação entre o desempenho da excitatriz IEEE Tipo DC1 e a IEEE ST1A, considerando as condições operativas do caso base. ... 97
Figura 6.5 - Sistema utilizado para aplicação do esquema de rejeição de cargas. ... 103
Figura 6.6 – Resultados da rejeição de carga. ... 105

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Definição dos tipos de cargas elétricas..... 52
Tabela 4.1 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV..... 56
Tabela 4.2 - Variação de frequência conforme módulo 08 do PRODIST/ANEEL. 56
Tabela 4.3 – Resultados para o controle PV com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência do gerador. 59
Tabela 4.4 – Resultados para o controle PV com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência das cargas..... 62
Tabela 4.5 - Resultados para o controle PQ com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potencia do gerador. 63
Tabela 4.6 - Resultados para o controle PQ com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência das cargas..... 64
Tabela 5.1 - Índices de desempenho para o caso base. 73
Tabela 5.2 – Índices calculados considerando a variação da potência gerada – Controle PQ. 74
Tabela 5.3 – Potência reativa que flui da subestação para o sistema elétrico. 75
Tabela 5.4 - Variação do carregamento do sistema elétrico – controle PQ antes do ilhamento. .. 76
Tabela 5.5 - Variação do tipo da carga – controle PQ antes do ilhamento. 77
Tabela 6.1 - Índices calculados considerando a variação da potência gerada – modo de controle PV. 87
Tabela 6.2 – Potência reativa e fator de potência do gerador distribuído antes do ilhamento. 87
Tabela 6.3 - Variação do carregamento do sistema elétrico – controle PV antes do ilhamento. .. 88
Tabela 6.4 - Variação do tipo de carga – controle PV antes do ilhamento. 90
Tabela 6.5 - P_G maior em 10% ao carregamento do sistema (α). 92
Tabela 6.6 - P_G menor em 10% ao carregamento do sistema (α). 92
Tabela 6.7 - Índices calculados considerando a variação da potência gerada – excitatriz tipo IEEE ST1A. 97
Tabela 6.8 - Variação do carregamento do sistema elétrico – excitatriz tipo IEEE ST1A. 98
Tabela 6.9 - Variação do tipo da carga – excitatriz tipo IEEE ST1A..... 99
Tabela 6.10 – Índices de viabilidade considerando a rejeição de cargas. 106
Tabela 6.11 – Síntese do esquema de rejeição de cargas. 106
Tabela 6.12 – Índices de desempenho considerando a rejeição de cargas – Caso 1: P_C = 15 MW. 108
Tabela 6.13 – Índices de desempenho considerando a rejeição de cargas – Caso 2: P_C = 20 MW. 108
Tabela B.1 – Potência de curto-circuito trifásico na subestação (SUB)..... 121
Tabela B.2 - Dados da linha de distribuição..... 121
Tabela B.3 - Dados dos transformadores..... 122
Tabela B.4 - Dados do gerador síncrono de 30 MVA. 122
Tabela B.5 - Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão. (modelo DC-1)..... 122
Tabela B.6 - Dados do controlador de velocidade..... 123
Tabela B.7 - Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão. (modelo IEEE-ST1A).. 123
Tabela B.8 - Dados do gerador síncrono de 12,5 MVA. 124
Tabela B.9 - Dados dos transformadores..... 124

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 ..... **21**
INTRODUÇÃO **21**
1.1 Justificativas e Objetivos **24**
1.2 Organização da Dissertação **25**
CAPÍTULO 2 ..... **27**
ILHAMENTO INTENCIONAL DE GERADORES DISTRIBUÍDOS **27**
CAPÍTULO 3 ..... **41**
MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO **41**
3.1 O SimPowerSystems **42**
3.2 Modelagem dos Componentes da Rede Elétrica **42**
3.2.1 Gerador Síncrono 42
3.2.2 Turbina a vapor e regulador de velocidade 45
3.2.3 Excitatriz e Regulador Automático de Tensão 47
3.2.4 Transformadores 50
3.2.5 Alimentadores 51
3.2.6 Cargas Elétricas 51
3.3 Sistema Elétrico **52**
CAPÍTULO 4 ..... **55**
ANÁLISE DA CAPACIDADE DE FORMAÇÃO DE ILHAS ESTÁVEIS **55**
4.1 Requisitos de Qualidade da Energia Elétrica **55**
4.2 Metodologia de Execução das Simulações **57**
4.3 Análise dos Resultados **58**
4.3.1 Simulações considerando controle PV 59
4.3.2 Simulações considerando controle PQ 63
4.4 Considerações Finais **64**
CAPÍTULO 5 ..... **67**
ÍNDICES PARA AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE FORMAÇÃO DE ILHAS ESTÁVEIS **67**
5.1 Avaliação da Viabilidade de Ilhamento Intencional **67**
5.1.1 Definição do Caso Base 67
5.1.2 Índices para avaliar a viabilidade do ilhamento intencional 69
5.2 Análise dos Parâmetros que Afetam os Índices de Desempenho **73**
5.2.1 Variação da Potência Gerada (P_G) 73
5.2.2 Variação do Carregamento do Sistema Elétrico (α) 75
5.2.3 Variação do Tipo de Carga 76
5.3 Considerações Finais **78**
CAPÍTULO 6 ..... **81**
SOLUÇÕES POTENCIAIS APLICADAS À FORMAÇÃO DE ILHAS ESTÁVEIS **81**
6.1 Alteração dos Modos de Controle do GD para Controle fV após o Ilhamento **82**
6.1.1 Variação da Potência Gerada (P_G) 82
6.1.2 Variação do carregamento no sistema ($\propto$) 83
6.1.3 Variação do tipo de carga 83
6.2 Gerador distribuído operando como regulador de tensão – Controle PV **84**

6.2.1 Variação da Potência Gerada (P_G) 85
6.2.2 Variação do Carregamento do Sistema Elétrico ($\propto$) 88
6.2.3 Variação do Tipo de Carga 89
6.3 Gerador operando no modo de controle "*Load Following*" 90
6.3.1 Potência gerada (P_G) maior em 10% ao carregamento do sistema (α) 91
6.3.2 Potência gerada (P_G) menor em 10% ao carregamento do sistema (α) 92
6.4 Sistema de excitação estático 93
6.4.1 Modelo IEEE ST1A 94
6.4.2 Variação do Tipo de Carga 98
6.5 Rejeição de Carga 100
6.5.1 Requisitos Básicos para Rejeição de Carga 100
6.5.2 Esquema para Rejeição de Carga por Subfrequência 100
6.5.3 Carga Total a ser Desligada 101
6.5.4 Números de Estágios e Porcentagem da Carga para Rejeição em Cada Estágio . 102
6.5.5 Aplicação da Rejeição de Carga para o Sistema em Estudo 102
6.6 Considerações Finais 108
CAPÍTULO 7 111
CONCLUSÕES 111
7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros 114
REFERÊNCIAS 115
APÊNDICE A 119
DIVULGAÇÃO DO TRABALHO EM EVENTOS CIENTÍFICOS 119
APÊNDICE B 121
DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO 121

Capítulo 1

Introdução

Fatores como a preocupação ambiental por meio da redução da emissão de gases poluentes (principalmente CO_2) na geração de energia elétrica, maior confiabilidade no suprimento de energia elétrica, curto tempo de construção e redução dos custos de capital de pequenas plantas para geração de energia têm influenciado a expansão da conexão de geradores distribuídos (GDs) em redes de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica (JENKINS et al., 2000). Fatos como o blecaute no Brasil em 2009, e o grande blecaute nos Estados Unidos e Canadá em 2003 contribuíram para o crescimento do número de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. Entretanto, a interconexão de geradores distribuídos deve atender a requisitos e procedimentos que visem à garantia de operação segura e confiável do sistema elétrico. Essa conexão poderá causar impactos indesejados na filosofia de proteção existente do sistema elétrico, tais como atuação indevida dos dispositivos de proteção de alimentadores, perda de coordenação da proteção de sobrecorrente e comprometimento da eficiência do sistema de proteção (CHOWDHURY et al., 2008), e por isso deve ser muito bem analisada. Uma situação na qual ocorra a formação de uma ilha e esta continue a ser energizada por geradores distribuídos é uma situação a ser evitada, de acordo com recomendações técnicas previstas nos procedimentos operativos de sistemas de distribuição no mundo todo (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, 2005; HYDRO ONE INCORPORATED, 2009; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS STANDARD ASSOCIATION, 2003). O ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado (JENKINS et al., 2000). Neste

aspecto, as unidades industriais que possuem geração própria e operam em paralelo com o sistema da concessionária deverão dispor no ponto de acoplamento comum (PAC) de proteção que detecte imediatamente uma situação de ilhamento ocorrido na rede de distribuição. A não detecção do isolamento elétrico de uma determinada porção da rede da concessionária e a consequente ocorrência do ilhamento causado pela não atuação do sistema de proteção anti-ilhamento pode gerar os seguintes problemas (XU et al., 2004, WALLING et al., 2002):

- A segurança do pessoal da manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco devido a áreas que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária;
- A qualidade da energia fornecida para os consumidores na rede ilhada está fora do controle da concessionária, embora a concessionária ainda seja a responsável legal por este item;
- A coordenação do sistema de proteção da rede ilhada pode deixar de operar satisfatoriamente devido à mudança drástica dos níveis de curto-circuito na rede ilhada;
- O sistema ilhado pode apresentar um aterramento inadequado na presença de geradores;
- No instante de reenergização da rede, o gerador pode estar fora de sincronismo, provocando danos no gerador. Isto é ainda mais perigoso no caso do uso de religadores automáticos.

A recomendação geral é que o procedimento de detecção do ilhamento e desconexão do gerador distribuído devam acontecer em até 2 segundos após a ocorrência do evento (IEEE STANDARD ASSOCIATION, 2003).

Embora os procedimentos exijam a desconexão dos geradores distribuídos na ocorrência de ilhamento, a introdução maciça da geração distribuída nos sistemas de distribuição tende a provocar mudanças importantes nas práticas de planejamento e de operação desses sistemas. As redes de distribuição eram vistas apenas como redes passivas com o objetivo de fornecer energia elétrica aos consumidores por meio de uma configuração de redes radiais, fluxo de potência unidirecional com simples e eficiente sistema de proteção. O conceito de redes ativas culminou

com a penetração de geradores distribuídos e o surgimento de micro-redes fortemente interligadas localmente e geridas por controladores de potência, os quais controlam o fluxo de energia entre os produtores locais, cargas e outras micro-redes adjacentes. Neste aspecto, o ilhamento intencional pode ser uma opção valiosa como possibilidade para suprir porções da rede de distribuição após faltas na linha. Além disso, este poderá melhorar os índices de qualidade do suprimento de energia elétrica no caso de interrupções programadas (PILO et al., 2004). Aos clientes que possuem geração distribuída nas formas de auto-geração ou cogeração, o ilhamento intencional pode representar a continuidade de receitas pela comercialização de energia com o sistema (GOMEZ; MORCOS, 2008). Evitar os desligamentos automáticos do gerador distribuído operando em situação ilhada é garantir todos os benefícios esperados pela inserção da concepção de geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia (CHOWDHURY et al., 2008).

No contexto abordado anteriormente e para uma melhor compreensão do termo ilhamento intencional, alguns esclarecimentos são necessários. Admite-se neste trabalho que o ilhamento intencional pode ser classificado em dois tipos: ilhamento intencional planejado e não planejado. O primeiro tipo corresponde àquelas situações em que a concessionária distribuidora de energia elétrica necessita executar ações de manutenção em parte da rede elétrica e a desconecta do subsistema principal, mantendo-a energizada por meio de geradores distribuídos instalados naquele local. Neste caso, todos os procedimentos para viabilizar o ilhamento devem ser cuidadosamente estudados à priori, de modo que a transição para a operação ilhada seja realizada sem transtornos para a rede elétrica, seus equipamentos e consumidores. Por outro lado, o segundo tipo de ilhamento intencional está relacionado à ocorrência de eventos não programados, tais como chaveamentos indevidos ou contingências que podem originar ilhas energizadas devido à atuação dos dispositivos de proteção. Nestes casos, operadores e/ou sistemas automatizados de controle dos geradores distribuídos devem dispor de um conjunto de procedimentos a executar, de forma a garantir a operação estável do sistema isolado e manter a qualidade da energia elétrica dentro dos níveis recomendados por normas técnicas.

Tais ações devem ser executadas em tempo hábil para que as variações de tensão e de frequência no sistema ilhado não provoquem o desligamento dos geradores distribuídos por conta da atuação dos dispositivos de proteção presentes no sistema de energia (TRINDADE, 2009). Percebe-se, portanto, que o segundo tipo de ilhamento intencional representa um grande desafio tanto às concessionárias de distribuição quanto aos proprietários dos geradores distribuídos,

sendo que as condições para viabilizá-lo devem ser cuidadosamente estudadas no sentido de estabelecer procedimentos bem definidos para garantir a operação estável da ilha.

1.1 Justificativas e Objetivos

O ilhamento intencional como modo de operação em unidades industriais é um procedimento consolidado tanto em situações de manutenção planejada quanto em casos de contingências na rede elétrica de distribuição, pois existe a necessidade de continuidade dos seus processos de produção de bens manufaturados. Entretanto, nos sistemas de distribuição de energia, o ilhamento intencional ainda não é um procedimento totalmente acessível às concessionárias de energia elétrica. Este trabalho, por sua vez, tem como objetivo principal estabelecer uma análise técnica dos requisitos necessários para que o ilhamento intencional seja um meio operacional satisfatório dentro dos níveis de qualidade de energia elétrica, e seguro em nível de estabilidade do sistema elétrico como um todo. O foco deste estudo serão os geradores síncronos distribuídos. As análises realizadas abrangem alterações nas estratégias de controle do sistema de excitação e de velocidade dos geradores síncronos distribuídos, uma investigação detalhada do comportamento da carga e sua influência na manutenção da estabilidade e da qualidade da energia elétrica no sistema ilhado. Além disso, as análises realizadas neste trabalho visam fornecer subsídios para que soluções potenciais sejam propostas no sentido de favorecer a formação de um sistema ilhado, quando o ilhamento for permitido.

A motivação para a realização deste trabalho de pesquisa reside no fato de que o ilhamento intencional pode aumentar o nível de disponibilidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores e no fato de que, recentemente, este assunto tem atraído à atenção de diversos pesquisadores (GREWAL et al., 2011; HASHIESH et al., 2012; JOUYBARI et al., 2012). Adicionalmente, em IEEE Standard Association (2011) podem ser encontradas recomendações sobre o projeto, a operação e a integração de sistemas ilhados na presença de geradores distribuídos conectados aos sistemas elétricos de potência. Assim, neste contexto torna-se importante investigar aspectos relacionados a esta questão no intuito de contribuir para que a operação ilhada de geração distribuída seja viabilizada.

1.2 Organização da Dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada como segue:

- Capítulo 2: apresenta, por meio de uma revisão dos mais diversos trabalhos científicos, o conceito detalhado sobre o ilhamento intencional. Apresenta também quais as vantagens e implicações técnicas que poderão ocorrer aos sistemas de distribuição de energia elétrica e quais as análises e procedimentos técnicos para a realização do ilhamento intencional.
- Capítulo 3: apresenta aspectos sobre a modelagem dos componentes dos sistemas elétricos a serem empregados neste trabalho, bem como informações básicas a respeito da ferramenta computacional utilizada.
- Capítulo 4: apresenta uma investigação inicial sobre a capacidade de um sistema elétrico com geração distribuída formar ilhas energizadas, operando em modo estável.
- Capítulo 5: são propostos índices de desempenho para avaliar a viabilidade de um ilhamento intencional do ponto de vista de proteção do GD e de qualidade da energia elétrica. Além disso, uma análise de sensibilidade é apresentada para identificar alguns fatores importantes capazes de influenciar os índices de desempenho.
- Capítulo 6: apresenta cinco potenciais soluções para viabilizar o ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos.
- Capítulo 7: apresenta as considerações finais referentes ao trabalho e as investigações futuras sobre assuntos pertinentes ao tema ilhamento intencional.
- Apêndice A: apresenta as publicações realizadas durante o desenvolvimento deste trabalho.
- Apêndice B: apresenta os dados do sistema elétrico empregado nas análises.

Capítulo 2

Ilhamento Intencional de Geradores Distribuídos

A situação do ilhamento em sistemas de distribuição de energia elétrica ocorre quando parte da rede elétrica torna-se eletricamente isolada da subestação da concessionária, entretanto, ainda assim continua sendo energizada por geradores distribuídos conectados ao sistema isolado. A perda do suprimento da rede acontece devido a desligamentos de trechos de linha, ramos ou subestações provocados pela atuação dos dispositivos de proteção em repostas à faltas no sistema elétrico, bem como em razão de desligamentos indevidos/acidentais provocados por algum procedimento operativo (VIEIRA JUNIOR, 2006).

Quando geradores distribuídos operam em redes de distribuição de energia em modo ilhado e sem o devido controle, podem ocasionar condições insatisfatórias para os consumidores, para a concessionária e para os proprietários de unidades de geração distribuída. Afundamentos e/ou elevações de tensão, sub/sobre tensões e violações dos níveis de frequência podem ser exemplos desses efeitos. Com intuito de evitar ou até minimizar esses efeitos indesejados ao sistema, os principais manuais técnicos e as mais diversas concessionárias estabelecem que o sistema de proteção anti-ilhamento do gerador deverá detectar o distúrbio e desconectar o gerador o mais rápido possível, quando da ocorrência do ilhamento. Em razão do uso de religadores automáticos no sistema de distribuição, esse tempo de detecção da situação do ilhamento normalmente se dá em até 2 segundos (IEEE STANDARD ASSOCIATION, 2003). O processo que exemplifica a detecção do ilhamento e a desconexão de um gerador distribuído conectado à rede de distribuição pode ser visualizado pela Figura 2.1. Uma situação de ilhamento pode ocorrer devido à abertura

do disjuntor CB1. Em seguida, após a ocorrência do ilhamento, o relé R1 localizado na barra 8 deverá detectar o ilhamento e enviar um sinal de abertura para o disjuntor CBDG. Em seguida, a concessionária, por meio de seu pessoal de manutenção, poderá realizar os procedimentos necessários para reenergização da rede através de dispositivos como religador automático, religamento telecomandado ou manual. Após o fechamento do disjuntor CB1, o paralelismo entre o gerador distribuído e o sistema da concessionária pode ser restabelecido através do fechamento do disjuntor CBDG.

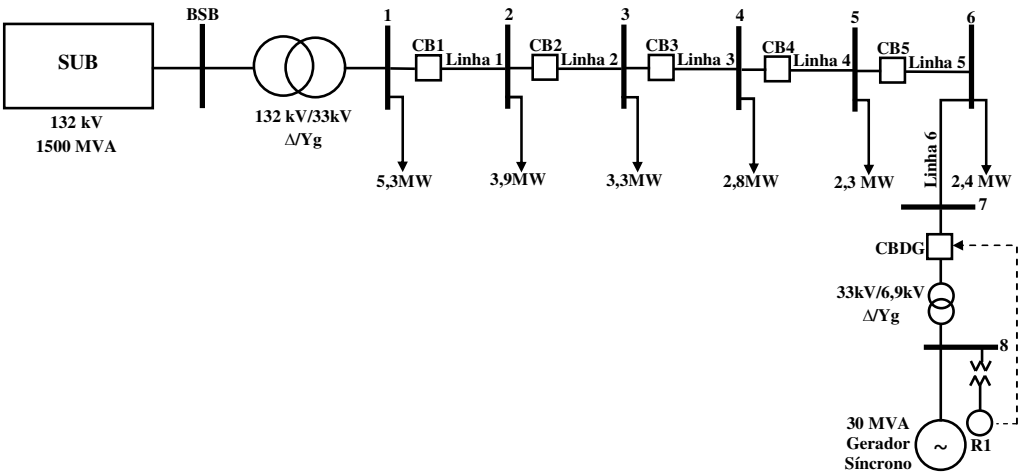


Figura 2.1 - Digrama unifilar simplificado de uma rede de distribuição com um autoprodutor.

As operações de redes de uma concessionária de distribuição de energia elétrica exigem um comportamento dinâmico e complexo, de forma que uma simples intervenção do pessoal responsável pela manutenção da rede pode despender de muito planejamento para que o resultado final seja positivo. Sendo o sistema de distribuição o último elo do complexo sistema elétrico de potência e estando diretamente em contato com o usuário, a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica exige muita atenção para que os índices de qualidade da energia elétrica e a satisfação dos clientes sejam atingidos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Por isso, é comum que desligamentos sejam planejados no ambiente de distribuição de energia. Mesmo havendo o planejamento dessas desconexões, o não fornecimento de energia causa transtornos tanto para a concessionária, que deixa de atender a demanda dos seus clientes, como a estes que deixam de produzir direta ou indiretamente bens de consumo e serviços públicos necessários à sociedade, além de outras condições desconfortáveis à população

em geral. Neste cenário, sistemas que possuem uma ou mais unidades de geração distribuída poderão proporcionar a manutenção dos índices de qualidade de energia elétrica e melhorar a satisfação dos seus clientes em relação a desligamentos planejados pelas concessionárias.

Outro aspecto se refere ao fato de que a exposição da rede de distribuição às situações não controladas e planejadas é tão frequente como seu próprio funcionamento. As faltas ocorridas nestas redes de distribuição por causa de falhas em equipamentos, falhas humanas e eventos naturais são causas de desligamentos que sempre na sua totalidade geram prejuízos às concessionárias. Dependendo da gravidade das consequências dessas faltas no sistema de distribuição, a perda de conexão não programada pode ser de curta ou longa duração. Com a rígida apuração e controle dos índices de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica de unidades consumidoras, essas desconexões tornaram-se para as distribuidoras motivo de extrema preocupação no que se refere à prestação do serviço de fornecimento de energia.

As desconexões de longa duração podem ser danosas economicamente às concessionárias e clientes. Estes, por falta do suprimento de energia, deixam de confeccionar seus produtos finais, ao passo que as concessionárias, por sua vez, podem ser penalizadas por consequentes danos aos seus clientes. Logo, vislumbra-se um cenário técnico e economicamente interessante em que a operação ilhada de geradores distribuídos possa melhorar os índices de qualidade de energia elétrica e de continuidade do serviço.

A operação ilhada de geradores distribuídos ainda gera muita discussão entre consumidores, concessionárias e os próprios proprietários de geradores distribuídos. Para a concessionária, a operação ilhada pode resultar em baixa qualidade de energia elétrica se os geradores forem propriedades de terceiros. Logo, havendo a possibilidade de ilhamento, concessionárias e proprietários devem estabelecer rígidos procedimentos técnicos e acordos legais para que os consumidores não sejam prejudicados. Por outro lado, para os proprietários dos geradores distribuídos, a operação ilhada representa a continuidade da comercialização da energia elétrica e a garantia da continuidade do suprimento de energia para sua linha de produção, no caso de autoprodutores. Inseridos nessa discussão ainda estão os consumidores residenciais, comerciais e industriais sem geração própria, cuja continuidade do suprimento de energia após uma desconexão eleva o bem estar e seu grau de satisfação. Em resumo, a operação ilhada poderá

significar menores perdas econômicas por interrupção total do fornecimento de energia aos proprietários de geradores distribuídos (GOMEZ; MORCOS, 2008).

Neste aspecto, faz-se necessário que haja estudos aprofundados em como fazer a operação do ilhamento intencional após uma desconexão não planejada. Tanto as concessionárias como proprietários de geradores distribuídos não possuem metodologias bem definidas para este tipo de procedimento. Sendo assim, este trabalho visa realizar algumas análises detalhadas dos requisitos e metodologias que viabilizam o ilhamento intencional, no caso de desconexões não planejadas. Buscando atender a esse propósito, apresentam-se a seguir diversos trabalhos que tratam do assunto.

Trindade (2009) propõe métodos para análise dos sistemas de proteção e controle de geradores síncronos instalados em plantas industriais, com foco na operação ilhada da indústria. Para que isso seja possível, basicamente três ações devem ser tomadas: (a) mudança do modo de operação do regulador de velocidade e do sistema de excitação dos geradores síncronos para viabilizar a operação ilhada; (b) implementação do sistema de rejeição de cargas quando necessário e (c) alteração dos ajustes dos relés de sobrecorrente do sistema de proteção da rede industrial. O trabalho mostra que, dependendo do ponto de operação dos geradores distribuídos e do carregamento do sistema elétrico da indústria, existe um tempo máximo para alterar os modos de controle dos geradores distribuídos e/ou para ativar o sistema de rejeição de carga para manter a indústria operando, após a perda da conexão com a concessionária. Com o desenvolvimento dessas metodologias, objetivou-se que os estudos desses procedimentos automáticos possam ser realizados de forma mais eficiente e sistemática. Entretanto, o trabalho limitou-se apenas aos procedimentos e análises de requisitos básicos para a operação em ilhamento na qual somente as cargas da instalação elétrica industrial continuem alimentadas.

Esse tipo de operação ilhada descrito em Trindade (2009) é uma prática individualmente já utilizada em instalações industriais, e fazendo uma comparação com os objetivos deste trabalho, os conceitos e análises apresentados pelo autor podem ser perfeitamente aplicados em um ambiente mais amplo, em que o ilhamento intencional vise à manutenção do suprimento de energia elétrica a diversas cargas do sistema de distribuição de energia elétrica.

Em alguns sistemas elétricos de potência, a produção descentralizada de energia elétrica é a única condição de suprimento de demanda das cargas residenciais, comerciais e industriais. Para

isto, temas como distúrbios de alimentação do sistema, os métodos disponíveis para a proteção do sistema e, especialmente, as estratégias para controlar a frequência durante o ilhamento devem ser explorados. Jyrinsalo e Lakervi (1993), por meio de simulações dinâmicas com dados reais de concessionárias locais do sistema de energia elétrica finlandês, buscam apresentar estes conceitos. Os resultados obtidos com estas operações poderão servir como princípios gerais que auxiliarão proprietários de geradores distribuídos e concessionárias no planejamento de esquemas de ilhamento. Estes incluem métodos para selecionar a área da ilha e o processo de rejeição de carga adequado, além de práticas de compensação de potência reativa para a região ilhada. Esses subsistemas formados por diversas unidades de geração distribuída, bem como por grandes centrais elétricas, são normalmente operados como uma parte conjunta da operação de um grande sistema elétrico. Para evitar completo blecaute destes subsistemas em situações de graves distúrbios do sistema de alimentação, pode haver a necessidade de dividi-los em pequenas ilhas de menor complexidade no âmbito da operação. Assim, o trabalho procurou elaborar o planejamento do ilhamento por meio do monitoramento e controle dos níveis de tensão e de frequência, visando evitar a perda do sincronismo das unidades de geração, estabelecendo um critério da separação do sistema em ilhas menores, e, por final, considerando o corte de carga na ilha, sempre que necessário. Os princípios do trabalho mostraram-se adequados aos sistemas de potência com capacidade de pequeno porte. Como na situação analisada há uma grande reserva de energia em oferta na condição de ilhamento, estudos mais detalhados serão necessários a fim de utilizar essa reserva. Além disso, havendo a auto-suficiência variável da potência gerada desses geradores distribuídos, uma análise mais aprofundada será exigida no planejamento do procedimento. Em qualquer dessas condições, o esquema de ilhamento deve ser revisto toda vez que houver uma variação significativa do desbalanço de geração e cargas na rede ilhada.

Em Londero et al. (2010), a possibilidade do ilhamento planejado como condição para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico de potência brasileiro na presença da geração distribuída é apresentado como a maximização desses recursos energéticos distribuídos. Esses ilhamentos planejados podem ser projetados de maneira a manter um suprimento contínuo de energia durante os distúrbios do sistema principal de distribuição, evitando dessa maneira custos oriundos da interrupção do atendimento as demandas locais. Contudo, a operação do ilhamento e a operação de conexão da rede têm necessidades muito diferentes de controle e apresentam vários desafios, incluindo a variação dos níveis de faltas, coordenação de relés de proteção e o controle

de tensão e frequência dentro da variação normal de operação. A estratégia de controle da operação do ilhamento com geração distribuída se dá atribuindo dois modos de controle: modo rede conectada e modo ilhado. Sendo esses dois modos de controle muito diferentes, o estudo deve ser feito analisando os seguintes aspectos no sistema ilhado: sequência de carga e rejeição de carga; controle de carga-frequência, níveis de curto-circuito e faltas no sistema ilhado. A contribuição dada pelo trabalho torna-se relevante ao propor que em uma situação de ilhamento, um controle rígido da tensão de saída juntamente com o controle da frequência, seja a primeira possibilidade de manutenção da estabilidade desse subsistema. Fazer o controle da tensão e frequência do sistema ilhado por meio dos próprios controles do gerador antes mesmo de dispor do método de rejeição de carga é o caminho mais adequado, tendo em vista a grande vantagem de não desligar nenhum bloco de carga. Entretanto, o artigo não fez uma análise pontual desses requisitos técnicos, tanto do processo de controle da tensão e frequência pelos controles do gerador, como pela rejeição de carga.

Buscando fazer testes reais de um ilhamento planejado em um sistema com grande presença de geração distribuída, Yu et al. (2008) realizaram o monitoramento e análise de frequência por meio de unidades de medição fasorial (*Phasor Measurements Units* - PMUs) antes, durante e após a reconexão do sistema elétrico de Bornholm, na Dinamarca. Por ser uma ilha no mar Báltico, constantemente Bornholm encontra-se isolada eletricamente em relação ao sistema de distribuição Dinamarquês, pois de quando em vez, os cabos submarinos que a conectam com o restante do sistema elétrico são interrompidos pelas âncoras de navios que navegam ao redor da ilha. O sistema de potência da ilha possui grande presença de geradores eólicos, por isto é necessário fazer o controle de frequência durante toda a operação de ilhamento. Os dados do sistema tais como frequência, tensão, corrente, potência e ângulo de fase foram coletados por três sistemas de medição: o sistema SCADA, o sistema SonWin para transações comerciais e PMUs. O monitoramento da frequência é o desafio em foco para essa análise. Por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização fornecida pelo GPS (*Global Positioning System*) e uma taxa de medição de até 60 medidas por segundo com precisão angular adequada, as PMUs se mostram eficazes de certa maneira a essa função (EHRENSPERGER, 2003). Na primeira fase de operação do ilhamento, o sistema ilhado foi operado em sincronismo com o restante do sistema de potência. A demanda então era suprida pelo sistema de potência através de cabos submarinos, geração eólica e outro bloco proveniente de cogeração. Antes da desconexão com o restante do sistema, a

maioria da geração eólica foi desconectada para que a flutuação da energia não provocasse a perda de estabilidade na geração. No segundo estágio do processo, outro grupo de geração a vapor começa a produzir gradualmente energia que, juntamente com outros geradores, diminui o fluxo de potência vindo do sistema de potência. Na continuidade de operação do ilhamento, o sistema da ilha tornou-se totalmente isolado do restante do sistema de distribuição. Em seguida, estando o sistema da ilha conectado ao sistema de potência, finaliza-se todo o processo de ilhamento planejado e o sistema da ilha volta a operar em modo paralelo.

Katiraei et al. (2005) afirmam que o fenômeno de ilhamento pode ocorrer devido a incidentes aleatórios ou mesmo por comutação pré ou não planejada. A gravidade dos transitórios experimentados por uma micro-rede na sequência de um processo desordenado de ilhamento é altamente dependente de algumas condições específicas, tais como, funcionamento pré-ilhamento, tipo e localização da falha que inicia o processo de ilhamento, intervalo de tempo de detecção, estado pós-falha com as devidas ações de comutações que estão previstas para o sistema, e o tipo de unidade de geração distribuída dentro da micro-rede. Com o intuito de evidenciar essas condições de regime de operação, ora em modo paralelo e ora ilhado, por meio de um sistema onde está presente uma unidade de geração distribuída convencional e outra conectada ao sistema por um conversor eletrônico de potência ou VSC (*Voltage Source Converters*), três análises foram realizadas: modo conectado, ilhamento pré-planejado e falta fase a terra. Como na primeira situação toda a geração devida aos geradores distribuídos é pré-definida, qualquer variação na demanda de energia é atendida pela rede principal. Neste cenário, qualquer entrada e/ou saída de determinado bloco de carga provocará oscilações da tensão no ponto de acoplamento comum. Esta análise possibilita a melhoria dos índices de qualidade de tensão em uma micro-rede que possui pequenos geradores distribuídos. No ilhamento pré-planejado, tanto o suprimento de potência ativa como o ajuste de potência reativa para controle de tensão são garantidos pelos geradores distribuídos. Os resultados indicaram que a micro-rede manteve a qualidade da energia desejada, mesmo para as cargas sensíveis durante o transitório do ilhamento pré-planejado. Nas condições de falta, a ação rápida do controle da injeção de potência reativa atenuariam os impactos dos transitórios sobre a tensão, manteria a estabilidade e a continuidade de suprimento de energia na micro-rede. Isso quer dizer que a presença de unidade de geração distribuída conectada ao sistema por uma interface eletrônica pode ser uma opção tecnicamente viável de micro-rede autônoma em futuras investigações.

Barsali et al. (2002) apresentam metodologias de controle para duas configurações básicas de unidade de geração distribuída: fontes com interface de máquinas rotativas e fontes com interface baseada em inversores de frequência. As máquinas rotativas em diferentes sistemas de geração são naturalmente associadas com motores e turbinas convencionais (diesel ou gás). Se essas unidades de geração distribuída não são usadas como fonte de retaguarda, elas são frequentemente associadas à geração de calor através do conceito da cogeração. Neste caso, a energia elétrica de saída do sistema está diretamente ligada às características da carga térmica exigida em todo o sistema que depende da geração de calor. Todavia, em qualquer desses casos, três possibilidades de controle são possíveis: controle fixo de potência, controle fixo de velocidade (controle isócrono) e controle em modo estatismo (*droop*). A lógica de controle fixo de potência é adotada para as instalações funcionando em paralelo com a rede. A demanda de energia elétrica pode ser fixada pelas necessidades da carga térmica associada, ou por meio de avaliações econômicas. No último caso, essas plantas funcionam em sua potência máxima para a maioria do tempo de operação. Para alimentar uma carga local, por exemplo, no caso de unidades de retaguarda, um controle isócrono é frequentemente utilizado. Isso permite a adaptação da potência de saída para a demanda de carga, mantendo um valor de frequência constante. Como é sabido, não mais do que uma unidade no modo de controle isócrono pode ser conectada a uma rede. Se mais de uma unidade alimenta uma rede, um controle em modo estatismo deve ser adotado. A divisão da potência entre as unidades é agora possível em função dos princípios de controle em modo estatismo. As máquinas com interface baseada em inversores de frequência, podem normalmente possuir dois tipos de controle, a saber: o controle PQ e o controle de potência ativa e tensão (controle PV). O controle PQ procura manter a potência ativa e reativa sempre constantes na saída do gerador distribuído ou no PAC. Este tipo de controle faz com que o inversor seja operado de maneira a atender um determinado ponto de ajuste de potência ativa e reativa. O controle PV faz com que o inversor seja controlado de modo a atender a carga com determinados valores de tensão e frequência. Dependendo da demanda da carga em valores de tensão e frequência, a potência ativa e reativa de saída do inversor será definida automaticamente.

A regulação da frequência e o controle do gerador são os dois principais desafios associados à operação temporária do ilhamento intencional. Em Chui e Crossley (2008) vários estudos de casos utilizando PSCAD/EMTDC buscam analisar esses principais problemas de controle de estabilidade do sistema ilhado. Ao serem operadas em paralelo com a rede, as unidades de

geração distribuída são na maioria dos casos operadas em modo de controle PQ (potência ativa e reativa são mantidas constantes). Sendo assim, tendo ocorrida a desconexão da rede principal, qualquer tentativa de continuidade no modo de controle PQ culminará em falha, pois é praticamente impossível promover o equilíbrio entre a geração e a demanda de carga com precisão. Neste aspecto, essas unidades passarão imediatamente a operar no modo de controle fV, controle no qual a frequência e a tensão são mantidas constantes dentro dos limites admissíveis, atendendo dessa forma a demanda de carga na ilha. A presença de vários geradores distribuídos nesta ilha tornará esse procedimento ainda mais complexo, pois todos tentarão fazer o controle da frequência do sistema do seu próprio ambiente, assim, uma boa coordenação entre as unidades torna-se necessária.

Dispor de esquemas de rejeição de cargas durante a operação de um sistema ilhado intencionalmente é o último mecanismo a ser utilizado para a manutenção da estabilidade do sistema de distribuição. Neste objetivo, os esquemas baseados na filosofia de rejeição de cargas por subfrequência (RCSF) possuem um lugar entre os mais empregados, tendo em vista que a variação da frequência é um sinal rápido e potencialmente útil para detectar a sobrecarga quando um distúrbio acontece. A fim de melhorar o desempenho da rejeição de cargas pela análise do declínio da frequência, o trabalho realizado por Parniani e Nasri (2006) busca um esquema de rejeição de cargas global integrado com a taxa de declínio de frequência como uma variável adicional. Os esquemas tradicionais de rejeição de carga têm um grave problema de reconhecer a amplitude do distúrbio existente. A fim de evitar a rejeição desnecessária de carga, a primeira etapa do esquema de rejeição de carga por subfrequência não poderá estar muito próxima da frequência nominal. Por outro lado, os limiares de frequência muito baixa ou rejeição de cargas insuficiente podem levar à perda de estabilidade da rede. O comportamento da frequência dos geradores após a ocorrência de uma perturbação na rede depende de parâmetros dos geradores e sua localização. Alguns desses parâmetros são prejudiciais à boa concepção do plano de corte de carga. Após os distúrbios, a distância elétrica é um dos fatores importantes no comportamento da frequência dos geradores. Assim, o gerador que se encontra mais próximo ao local de perturbação tem maior declínio inicial de frequência. É preciso ressaltar que a maioria das aplicações de esquemas de rejeição de carga é local. Além disso, existem algumas propostas de esquemas de rejeição de cargas que se baseiam em sistemas SCADA. Este tipo de solução deverá, além reconhecer a magnitude e as condições do distúrbio, determinar os valores das potências a serem

rejeitadas em cada barra. Fazendo essas considerações, o esquema de corte de carga proposto no referido artigo utilizou o declínio de frequência e o sinal de frequência centralizada. Assim, o excesso de carga é calculado por meio da taxa de variação de frequência (df/dt) a partir dos dados de medição. Por final, o plano de corte de carga foi executado de tal forma que tanto a frequência do sistema como as frequências de todos os geradores são mantidas dentro da margem de segurança e ao mesmo tempo evita-se a interrupção de energia às cargas.

Quando a demanda de suprimento de energia em uma determinada ilha excede a geração de potência na mesma, a rejeição de cargas torna-se um mecanismo indispensável para o restabelecimento estável do nível de frequência. São muitos os métodos e procedimentos utilizados pelas concessionárias para realização do corte de cargas. Em Mahat et al. (2010) uma estratégia de corte de carga baseada em informações de frequência, taxa de variação de frequência, disposição dos clientes a pagar e histórico de cargas é proposta para diferentes cenários de operação. Os resultados mostraram que o método proposto é eficaz para a rejeição do número ideal de carga suficiente à estabilização da frequência. Sendo assim, se todos os geradores distribuídos estão operando na sua potência máxima dentro da ilha formada e a frequência tende a cair continuamente, algumas cargas terão que ser cortadas para que a frequência retorne às condições normais.

Sistemas de distribuição ilhados muitas vezes têm pequenos geradores e, portanto, baixa inércia. Logo, a frequência tende a variar mais rapidamente. Além disso, os cortes de carga no sistema de distribuição não podem ser regulados somente por razões técnicas, mas também por motivos econômicos. Com o conceito de potência personalizada, os clientes pagarão mais por uma melhor qualidade e confiabilidade no suprimento da energia elétrica. Em sistemas de distribuição ilhados, a estratégia de rejeição de carga mais indicada é aquela que corta a quantidade ideal de carga. Um esquema de rejeição baseado em informações de frequência e de taxa de variação de frequência (ROCOF – *rate of change of frequency*) não possui maiores complicações do que a própria determinação do grau de dependência da carga em relação à frequência. Os históricos de cargas podem facilmente ser obtidos a partir de dados registrados por medidores dispostos em pontos de cargas. A disposição dos clientes em pagarem pela manutenção do fornecimento de energia em situação de ilhamento (WTP- *Willingness to Pay*) pode ser determinada com o cliente no momento da contratação do regime tarifário. Com a WTP, estabelece-se uma seleção de quais cargas serão desconectadas durante uma situação de

contingência que leve o sistema ao ilhamento. Para isto, a frequência é medida a cada meio ciclo e a taxa de variação da frequência é calculada. Se esse valor for negativo, determinada quantidade de cargas será cortada. Se esse valor for superior à taxa de variação de frequência correspondente à menor carga, a metodologia aguardará até o momento em que os valores de frequência do sistema violem o limite inferior determinado pela qualidade de energia elétrica. Isso se deve ao fato de que esta queda na frequência possa ser o resultado de um evento normal ou transitório, e que a frequência poderá estabilizar-se depois de algum tempo.

As práticas atuais de desligar o GD na sequência de uma perturbação não serão mais um procedimento unânime entre os métodos de operação do sistema elétrico. A IEEE Standard Association 1547.4 (2011) vem, por sua vez, com o intuito de propor definições e procedimentos técnicos que proporcionem o desenvolvimento, operação e integração de recursos distribuídos ilhados ao sistema elétrico de potência. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio do documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional/PRODIST, em seu Módulo 4 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010), estabelece procedimentos operacionais uniformes entre possíveis centros de despacho de geração distribuída e demais órgãos de operação das instalações dos acessantes. Ainda no Módulo 4, seção 4.5, item 3 deste documento, há breves orientações para a operação ilhada de centrais geradoras. Entretanto, antes de tais procedimentos serem implementados, o GD deve ser capaz de manter a tensão e a frequência da parte ilhada da rede dentro de seus padrões admissíveis de funcionamento. Em Zeineldin et al. (2006) esse objetivo inicia-se a partir de uma metodologia específica em que tanto os níveis de tensão como de frequência no sistema são usados para a detecção do ilhamento da rede, e assim realizar os procedimentos de controle desta em modo ilhado. Portanto, haverá um tipo de controle quando a configuração do gerador distribuído conectado por inversores de frequência operar em modo paralelo com a rede e outro quando o mesmo operar em modo ilhado. O controle de interface adotada no trabalho é utilizado para manter a tensão e a potência ativa em valores constantes e pré-definidos. Havendo o ilhamento, a tensão e a frequência desviarão dos níveis padrões permitidos. Neste aspecto, o algoritmo de controle precisa ser modificado de maneira a atender a nova configuração do sistema. No modo ilhamento, o controle de interface do GD foi modificado para funcionar como uma fonte de tensão controlada. Neste caso, a frequência é fixada em 60 Hz e, em seguida, a tensão no PAC é medida e comparada com o valor definido. A contribuição do trabalho está em

apresentar dois controles específicos, um para a operação normal e outro para operação ilhada, no caso de geradores conectados no sistema de distribuição por meio de inversores de frequência.

Executar a coordenação do vários dispositivos de interconexão e/ou proteção necessários ao sucesso do ilhamento intencional é uma tarefa um tanto quanto desafiadora aos responsáveis do desenvolvimento dos procedimentos operacionais. Os componentes de interconexão tais como: sistema de comunicação entre a concessionária e o GD, medição, esquemas de proteção e controle do fluxo de potência ainda estão entre os desafios enfrentados pelo processo de interconexão da geração distribuída aos subsistemas de energia. Visando minimizar essa complexidade, a coordenação deve ser clara o suficiente para desfazer qualquer procedimento que venha colocar em risco a rede de distribuição da concessionária. A abordagem de questões referentes à coordenação entre os dispositivos de proteção do sistema da concessionária e os geradores distribuídos para ilhamento intencional são apresentados em Nigim e Hegazy (2003). Neste aspecto, uma estratégia operacional adequada da interface entre os diferentes componentes dos equipamentos de proteção deve ser identificada. Uma vez definida a estratégia operacional, uma concepção modular por meio de controladores lógicos programáveis (CLPs) poderia ser adaptada à interface dos principais componentes de proteção que atendem aos geradores distribuídos. Dessa forma, o operador do GD poderá maximizar o seu fornecimento de energia sem comprometer os requisitos de segurança da concessionária. Entretanto, esforços consideráveis pela funcionalidade do controle e da infraestrutura de comunicação são necessários para fazer o ilhamento intencional uma solução prática. Neste contexto, esse trabalho contribui ao apresentar os principais desafios da interconexão das unidades de geração própria diretamente na rede de distribuição. Isto quer dizer que diante das mais variadas concepções solicitadas ao proprietário do GD pelas concessionárias para acesso à rede de distribuição, a utilização de CLPs aparece como um instrumento viável a solucionar os problemas da interface desta interconexão.

A síntese de todos esses documentos visou conceber subsídios que contribuam ao objetivo deste trabalho. Durante a abordagem do assunto, foi dada primeiramente atenção aos trabalhos que buscavam realizar o ilhamento intencional através dos modos de controle dos geradores distribuídos. Dispositivos como o sistema de excitação do gerador, e os modos de operação do regulador de velocidade e turbina (controle isócrono, controle de potência constante e controle estatismo) podem ser citados como aqueles mais explorados. Em seguida, foram analisados aqueles trabalhos que se referem às metodologias de rejeição de carga. Procurou-se analisar

aqueles trabalhos que melhor desenvolvessem o corte de cargas diante das características inerentes das unidades de geração distribuídas. As contribuições desses assuntos ao propósito da pesquisa até o momento foram satisfatórias. Ainda assim, cabe a esta dissertação elaborar um documento que apresente possíveis metodologias de controle dos parâmetros do gerador distribuído juntamente com os esquemas de corte de carga que melhor se apliquem ao ilhamento intencional. Ressalta-se que essas metodologias para ilhamento intencional têm como propósito sua aplicação às condições específicas de sistemas de distribuição de energia elétrica e não em sistemas industriais, pois já existem vários trabalhos na literatura e procedimentos rotineiros dessas instalações.

Capítulo 3

Modelagem do Sistema Elétrico

Este capítulo apresenta brevemente a ferramenta computacional utilizada para realizar as simulações apresentadas, bem como os modelos matemáticos e computacionais dos elementos do sistema elétrico utilizado nesta dissertação. As seguintes considerações foram admitidas na condução deste trabalho:

- As linhas de distribuição foram consideradas simétricas e as cargas balanceadas, muito embora os sistemas de distribuição de energia elétrica sejam inerentemente desbalanceados. Principalmente em sistemas de distribuição com grande presença de geradores síncronos distribuídos (SALIM, 2011; FERNANDES, 2012). Esta consideração proporcionará uma avaliação qualitativa dos resultados obtidos neste trabalho e apontará tendências sobre os requisitos que devem ser observados para viabilizar a operação ilhada. Soma-se a isto o fato de que o planejamento das redes de distribuição se dá de forma a tentar equilibrar as cargas nas fases, minimizando o desbalanço. Assim, em condições normais de operação, o desbalanceamento tende a ser pequeno e por isso foi desconsiderado neste trabalho. Ressalta-se que análises detalhadas em sistemas de distribuição fortemente desbalanceados devem ser feitas considerando estas características;
- Foi admitida a presença de apenas um gerador distribuído no alimentador. O objetivo desta estratégia é identificar claramente a influência de um único GD e depois, em desenvolvimentos futuros, utilizar as conclusões obtidas neste trabalho para tratar casos com múltiplos geradores.

3.1 O SimPowerSystems

A ferramenta computacional empregada na realização das simulações dinâmicas neste trabalho foi o SimPowerSystems em conjunto com os modelos desenvolvidos pelo usuário no ambiente Matlab/Simulink. O SimPowerSystems é uma ferramenta computacional poderosa para a análise de transitórios em sistemas eletromecânicos (HYDRO-QUÉBEC; TRANSÉNERGIE, 2011). Ele é um conjunto de bibliotecas contendo modelos dinâmicos de vários componentes de sistemas de potência. O conjunto de bibliotecas do SimPowerSystems é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede, tais como elementos RLC concentrados, cargas não lineares, diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados, modelos de linhas de transmissão 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 modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, Matlab (arquivos .m), linguagem de programação Fortran ou C. Além disso, há um mecanismo para calcular os valores iniciais das variáveis das máquinas elétricas e controles associados usando cálculo de fluxo de carga. Nesta dissertação de mestrado utilizou-se a versão R2011a do SimPowerSystems.

3.2 Modelagem dos Componentes da Rede Elétrica

3.2.1 Gerador Síncrono

Máquinas síncronas são representadas no SimPowerSystems por um modelo de oitava ordem (modelo subtransitório) que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento (Kundur, 1994). A Figura 3.1 apresenta o circuito elétrico equivalente da máquina síncrona.

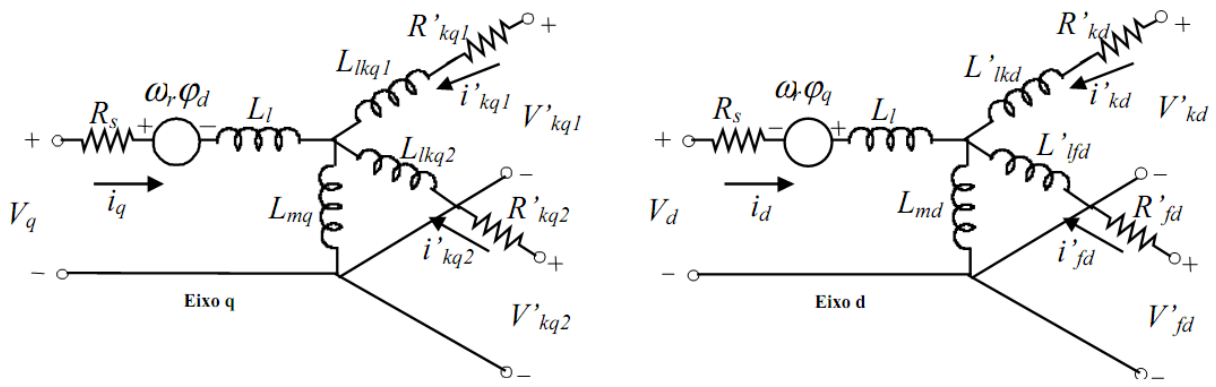


Figura 3.1 - Modelo elétrico da máquina síncrona.

Os índices do modelo da Figura 3.1 se referem às seguintes grandezas:

d, q: eixo direto e eixo em quadratura, respectivamente;

r, s: rotor e estator, respectivamente;

l, m: indutâncias de dispersão e de magnetização, respectivamente;

f, k: enrolamento de campo e de amortecimento, respectivamente;

O modelo matemático relacionado à parte elétrica do gerador síncrono utiliza as seguintes equações:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt}\varphi_d - \omega_r \varphi_q \tag{3.1}$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt}\varphi_q + \omega_r \varphi_d \tag{3.2}$$

$$V_{fd}^{'} = R_{fd}^{'} i_{fd}^{'} + \frac{d}{dt}\varphi_{fd}^{'} \tag{3.3}$$

$$V_{kd}^{'} = R_{kd}^{'} i_{kd}^{'} + \frac{d}{dt}\varphi_{kq}^{'} \tag{3.4}$$

$$V_{kq1}^{'} = R_{kq1}^{'} i_{kq1}^{'} + \frac{d}{dt}\varphi_{kq1}^{'} \tag{3.5}$$

$$V_{kq2}^{'} = R_{kq2}^{'} i_{kq2}^{'} + \frac{d}{dt}\varphi_{kq2}^{'} \tag{3.6}$$

$$T_e = 1{,}5\left(\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}\right) \tag{3.7}$$

em que:

$$\varphi_d = L_d i_d + L_{md}\left(i_{fd}^{'} + i_{kd}^{'}\right) \tag{3.8}$$

$$\varphi_q = L_q i_q + L_{mq} i_{kq}^{'} \tag{3.9}$$

$$i_{kq}^{'} = i_{kq1}^{'} + i_{kq2}^{'} \tag{3.10}$$

$$\varphi_{fd}^{'} = L_{kd}^{'}\, i_{fd}^{'} + L_{md}(i_d + i_{kd}^{'}) \tag{3.11}$$

$$\varphi_{kd}^{'} = L_{kd}^{'} + L_{md}(i_d + i_{fd}^{'}) \tag{3.12}$$

$$\varphi_{kq1}^{'} = L_{kq1}^{'}\, i_{kq1}^{'} + L_{mq} i_q \tag{3.13}$$

$$\varphi_{kq2}^{'} = L_{kq2}^{'} i_{kq2}^{'} + L_{mq} i_q \tag{3.14}$$

O modelo do sistema eletromecânico é dado por:

$$\frac{d}{dt}\omega_r = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \tag{3.15}$$

$$\frac{d}{dt}\theta_r = \omega_r \tag{3.16}$$

Os parâmetros das equações apresentadas anteriormente são definidos por:

V_d, i_d − Tensão (pu) e corrente (pu) de eixo direto, respectivamente.

V_q, i_q − Tensão (pu) e corrente (pu) de eixo em quadratura, respectivamente.

$V_{fd}^{'}$, $i_{fd}^{'}$ − Tensão (pu) e corrente (pu) de campo, respectivamente.

$V_{kd}^{'}$, $i_{kd}^{'}$ − Tensão (pu) e corrente (pu) do enrolamento amortecedor de eixo direto respectivamente.

$V_{kq1}^{'}$, $i_{kq1}^{'}$, $V_{kq2}^{'}$, i_{kq2}^{i} − Tensões (pu) e correntes (pu) dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, respectivamente.

R_s − Resistência do estator (pu).

$R_{fd}^{'}$ − Resistência de campo referido ao estator (pu).

$R_{kd}^{'}$ – Resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu).

$R_{kq1}^{'}$, $R_{kq2}^{'}$ – Resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).

L_d, L_{md} – Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo direto.

L_q, L_{mq} – Indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo em quadratura.

$L_{fd}^{'}$ – Indutância do enrolamento de campo referida ao estator (pu).

$L_{kd}^{'}$ – Indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu).

$L_{kq1}^{'}$, $L_{kq2}^{'}$ – Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).

φ_d, φ_q – Fluxos de eixo direto e quadratura (pu).

$\varphi_{fd}^{'}$ – Fluxo no enrolamento de campo (pu).

$\varphi_{kd}^{'}$ – Fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto (pu).

$\varphi_{kq1}^{'}$, $L_{kq2}^{'}$ – Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).

ω_r – Velocidade angular mecânica do rotor (rad).

T_e – Torque eletromagnético (pu).

T_m – Torque mecânico no eixo do rotor (pu).

H – Constante de inércia do rotor (s).

p – número de pares de polos.

3.2.2 Turbina a vapor e regulador de velocidade

O modelo utilizado neste trabalho para representar a máquina primária geradora da potência mecânica e o controlador de velocidade é composto por um sistema de controle de velocidade e uma turbina a vapor de quatro estágios com um eixo de até quatro massas. O regulador de velocidade de uma turbina a vapor é o dispositivo responsável pela abertura da válvula de vapor

de acordo com desvio de frequência em sua entrada. O tipo empregado neste trabalho foi um regulador de velocidade mecânico-hidráulico. O sistema de controle de velocidade consiste de um regulador proporcional, um relé de velocidade e um servomotor para controlar a abertura da válvula conforme diagrama de blocos da Figura 3.2 (KUNDUR, 1994).

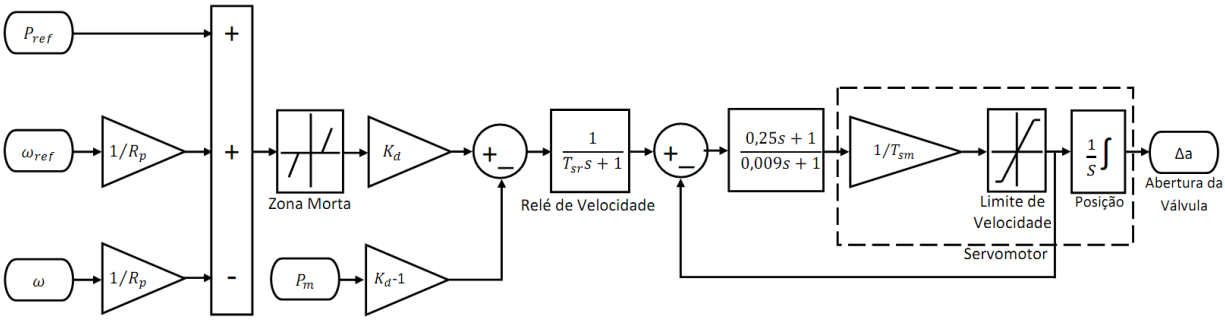


Figura 3.2 - Modelo do regulador de velocidade de uma turbina a vapor.

P_{ref} – potência elétrica de referência (pu).

ω_{ref} – velocidade de referência (pu).

ω – velocidade do gerador (pu).

R_p – ganho de estatismo.

K_d – ganho do regulador.

P_m – fluxo de potência mecânica da turbina (pu).

T_{sr} – constante de tempo do relé de velocidade (s).

T_{sm} – constante de tempo do servomotor (s).

Δa – abertura da válvula (pu).

A turbina a vapor tem quatro estágios individualmente modelados por uma função de transferência de primeira ordem. A primeira fase representa o "peito" de vapor, enquanto os três outros estágios representam os reaquecedores. A caldeira não é modelada e a pressão da caldeira é constante em 1,0 pu. Frações F2 a F5 são usadas para distribuir a potência da turbina aos vários estágios como apresentado pela Figura 3.3.

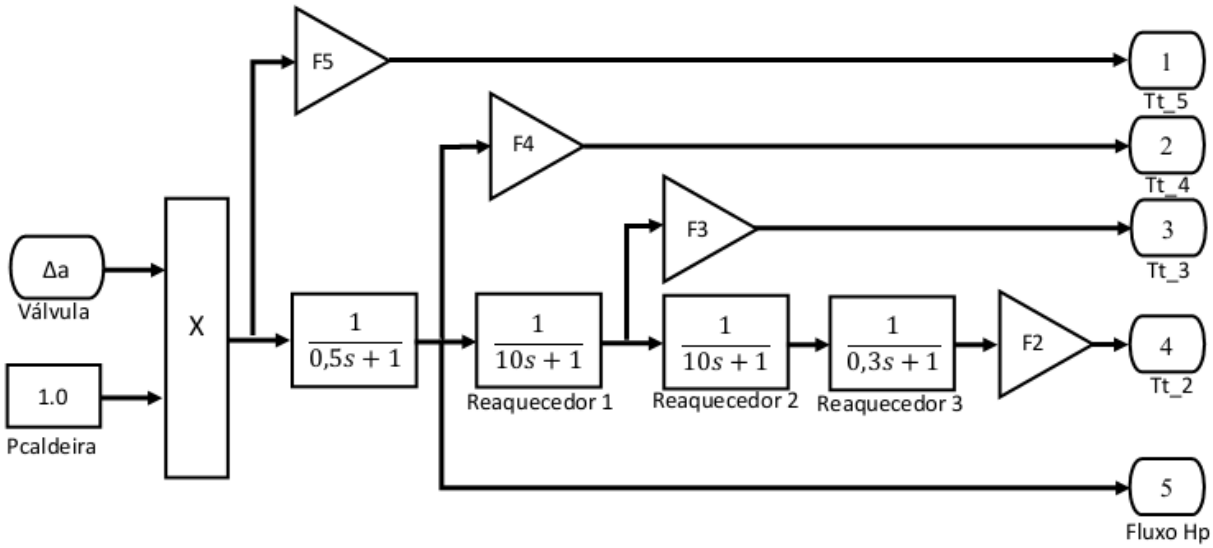


Figura 3.3 - Turbina a vapor com reaquecimento.

Δa – abertura da válvula (pu).

$P_{caldeira}$ – potência associada ao vapor proveniente da caldeira (pu).

3.2.3 Excitatriz e Regulador Automático de Tensão

O sistema de excitação de geradores síncronos conectados em redes de transmissão é normalmente controlado de forma a manter a tensão terminal constante. Porém, no caso de geradores síncronos conectados em redes de distribuição, atualmente, não há consenso entre diferentes guias e práticas adotadas por concessionárias distintas sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação. De forma geral, há duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão constante ou potência reativa (fator de potência) constante (JENKINS et al., 2000; VIEIRA JUNIOR, 2006).

Um esquema geral de sistema de excitação de geradores síncronos é apresentado na Figura 3.4, o qual consiste de circuitos de medição e de processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Segundo a figura, um determinado sinal de erro é enviado para o regulador, sendo a tensão de campo da excitatriz, E_{Fd}, ajustada baseada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/subexcitação

(KUNDUR, 1994), os quais, de fato limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador. A excitatriz pode ser controlada para atuar como um regulador de tensão ou de potência reativa.

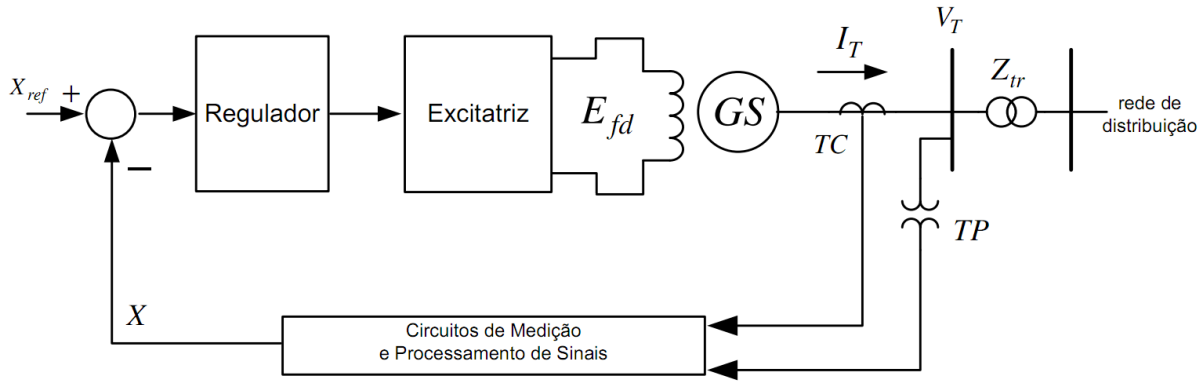


Figura 3.4 - Esquema de controle de excitação de um gerador síncrono.

O modelo utilizado para representar o sistema de excitação do gerador síncrono é mostrado na Figura 3.5 e foi baseado no modelo da biblioteca do SimPowerSystems (HYDRO-QUÉBEC; TRANSÉNERGIE, 2011). As entradas referidas como 'X' podem ser magnitude de tensão, fator de potência ou potência reativa, de acordo com o controle do sistema de excitação empregado, *i.e.*, controle de tensão e controle de fator de potência, respectivamente.

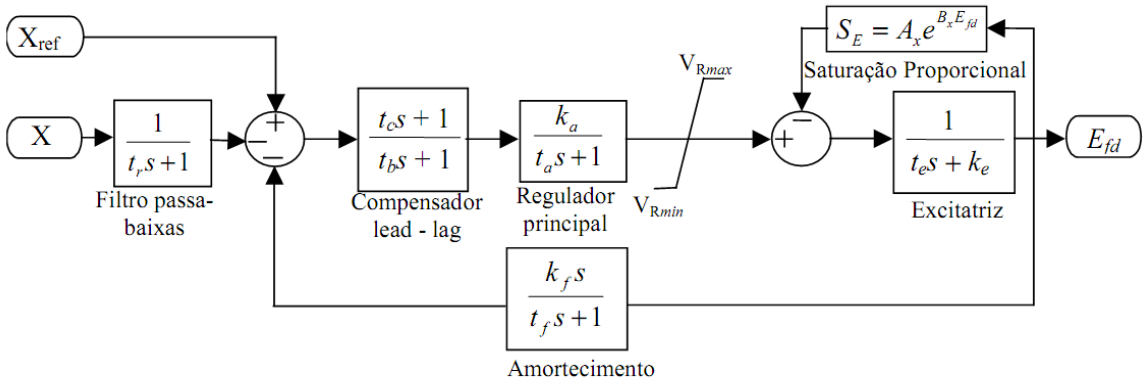


Figura 3.5 - Modelo do sistema de excitação do gerador síncrono.

As constantes do sistema de excitação são:

t_r − constante de tempo do filtro passa baixa (s).

t_c, t_b – constantes de tempo do compensador *lead-lag* (s).

k_a, t_a – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa o regulador principal.

k_f, t_f – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a realimentação.

k_e, t_e – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a excitação.

V_{Rmax} – limite de sobre corrente de campo.

V_{Rmin} – limite de sub-excitação da máquina.

E_{fd} – tensão de campo do gerador síncrono (pu).

$S_E(E_{fd})$ – função linear da tensão de campo que representa a saturação da excitatriz $A_{sat}\exp(B_{sat}E_{fd})$.

3.2.3.1 Regulador de Tensão

No caso de controle de tensão, o sinal de controle X mostrado na Figura 3.5 é calculado por:

$$X = \|\overline{V}_T - j\overline{I}_T X_C\| \tag{3.17}$$

em que:

$\overline{V}_T$ = tensão terminal do gerador (pu).

$\overline{I}_T$ = 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).

3.2.3.2 Regulador de Fator de Potência ou Potência Reativa

No caso de controle de fator de potência ou de potência reativa, 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). Logo, quando se opera o GD no modo de controle PQ, a entrada referida como 'X' é potência reativa (Q_{ref}) e quando se controla o GD em modo PV, essa entrada de referência é V_{ref}.. No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades devido ao consumo excessivo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Neste caso, usualmente, a operação com fator de potência unitário é admitida.

3.2.4 Transformadores

Transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T, conforme apresentado na Figura 3.6, *i.e.*, as perdas do núcleo foram consideradas, contudo, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados. Nessa figura, em que se mostra o circuito equivalente por fase, R_1 e L_1 representam a resistência e a indutância do primário, $R_2^{'}$ e $L_2^{'}$ representam resistência e a indutância do secundário refletidas ao lado primário. A resistência e a indutância do ramo de magnetização são representadas por R_m e L_m. Destaca-se que este modelo está disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.

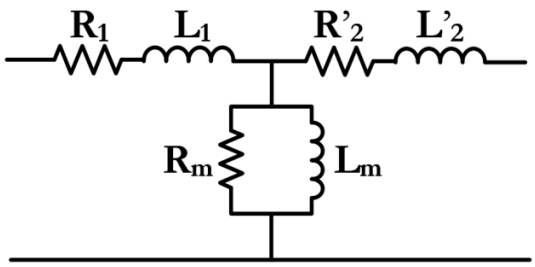


Figura 3.6 - Circuito equivalente do modelo do transformador.

3.2.5 Alimentadores

Os alimentadores foram representados por impedâncias RL em série, visto que tais alimentadores são de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas, portanto o efeito da capacitância em derivação das linhas é desprezível.

3.2.6 Cargas Elétricas

As cargas do sistema foram representadas por modelos estáticos dependentes da tensão conforme segue (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS Task Force, 1993; KUNDUR, 1994):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \tag{3.18}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \tag{3.19}$$

sendo:

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_0 = tensão nominal da carga (pu).

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

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

Neste trabalho foram considerados três tipos de cargas, os quais são definidos atribuindo-se valores aos expoentes n_p e n_q, conforme a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Definição dos tipos de cargas elétricas.

Tipo de Carga	n_p	n_q
Potência Constante	0	0
Corrente Constante	1	1
Impedância Constante	2	2

3.3 Sistema Elétrico

O diagrama unifilar do sistema elétrico empregado neste trabalho é apresentado na Figura 3.7. Os modelos de linhas, transformadores e do gerador, bem como todos os parâmetros elétricos desse sistema foram descritos anteriormente.

O sistema empregado neste trabalho consiste de um sistema de subtransmissão de 132 kV, 60 Hz, com nível de curto-circuito trifásico simétrico de 1500 MVA, representando por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV por meio de um transformador de 132 kV/33 kV conectado em Δ/Yg. Na rede existe um gerador síncrono conectado com o restante do sistema elétrico por meio de um transformador de 33/6,9 kV, Δ/Yg. Além disso, ao longo do sistema estão conectadas 6 cargas, com demanda total igual a 20 MW, sendo que o fator de potência é 0,94 (indutivo) para todas elas. Em alguns estudos o montante de cargas foi variado para criar diversas condições operativas para ter uma maior generalidade na análise dos resultados.

Todos os componentes da rede são representados por seus respectivos modelos trifásicos, tal como abordado anteriormente. Os geradores síncronos são representados por um modelo de sexta ordem com referência do rotor (*dq*), pois simulação do tipo fasorial foi empregada. Nestes casos, desprezam-se os transitórios do estator da máquina. Além disso, considerou-se o gerador equipado com um sistema de excitação automático IEEE Tipo 1 (KUNDUR, 1994), que é controlado para manter a tensão terminal do gerador constante ou a potência reativa constante. Foram empregados dois tipos de geradores síncronos:

- Gerador síncrono de 30 MVA: usado em todas as análises com exceção das análises de rejeição de carga, apresentadas no Capítulo 6;
- Gerador síncrono de 12,5 MVA: usado apenas nas análises de rejeição de carga.

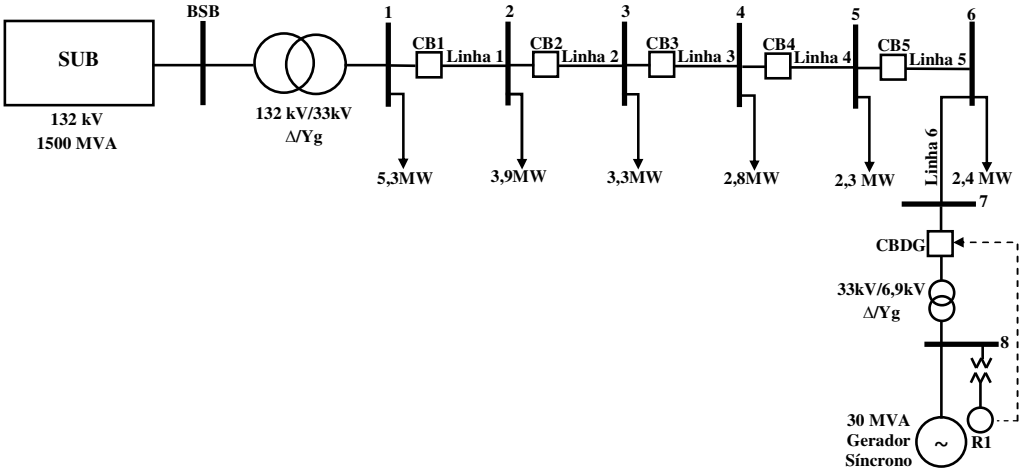


Figura 3.7 - Esquema simplificado do sistema elétrico empregado.

Capítulo 4

Análise da Capacidade de Formação de Ilhas Estáveis

Este capítulo apresenta uma investigação inicial a respeito da capacidade do gerador distribuído apresentado na Figura 3.7 em formar ilhas estáveis, respeitando limites recomendados para a manutenção da qualidade da energia elétrica no subsistema isolado. Ressalta-se que os resultados apresentados neste capítulo não envolvem nenhum tipo de ação para manter a estabilidade da ilha energizada.

4.1 Requisitos de Qualidade da Energia Elétrica

Havendo a ocorrência de um ilhamento intencional no sistema de energia elétrica, os parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão e de frequência em regime permanente deverão ser mantidos. Isto quer dizer que mesmo uma parte da rede estando isolada do restante do sistema de distribuição, os parâmetros de qualidade de energia elétrica são pré-requisitos tanto quanto suficientes para orientar as condições básicas que deverão ser atendidas durante essa situação de contingência. Isto é reforçado pelo fato de que a manutenção da qualidade da energia elétrica é responsabilidade da concessionária. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional/PRODIST, Módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012) estabelece recomendações técnicas relativas à qualidade da energia elétrica –

QEE, abordando a qualidade do produto. Para a classe de tensão em que se enquadram os sistemas de distribuição de energia elétrica, essas recomendações são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0{,}93TR \leq TL \leq 1{,}05TR$
Precária	$0{,}9TR \leq TL \leq 0{,}93TR$
Crítica	$TL < 0{,}90TR$ ou $TL > 1{,}05TR$

Os níveis de frequência que devem ser respeitados são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Variação de frequência conforme módulo 08 do PRODIST/ANEEL.

Variação de Frequência	Faixas de Variação de Frequência (em Hz)	
Condição 1	59,9 a 60,1	
Condição 2	59,5 a 60,5	
Condição 3	a	56,5 a 66
	b.1	> 62 por 30 seg.
	b.2	> 63,5 por 10 seg.
	c.1	< 58,5 por 10 seg.
	c.2	< 57,5 por 5 seg.

As condições definidas conforme Seção 8 do Módulo 8 do PRODIST estão descritas como segue:

Condição 1 – O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Condição 2 – As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Condição 3 – Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;

b.1) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e;

b.2) acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos;

c.1) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e;

c.2) abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

Para as análises apresentadas neste trabalho, foi considerada a condição 2 para avaliar a qualidade da energia na ilha formada.

Além disso, as investigações realizadas neste capítulo englobam simulações de situações de ilhamento no sistema elétrico da Figura 3.7 considerando várias condições de operação. Como resultados, serão identificados os casos em que o sistema isolado atende aos requisitos da Tabela 4.1 e da Tabela 4.2, após a ocorrência do ilhamento e após atingir uma condição estável de operação. Para tanto, seguiu-se uma metodologia para as simulações, a qual está apresentada na próxima seção.

4.2 Metodologia de Execução das Simulações

As simulações realizadas a partir do sistema da Figura 3.7 compreenderam os seguintes cenários:

1 – Gerador controlando tensão terminal em 1 pu (Controle PV):

A) Variação da potência ativa do gerador: em todas as simulações, o gerador distribuído fora configurado para controlar a potência ativa. Neste caso, as potências ativas das cargas foram mantidas constantes nos valores apresentados na Figura 3.7, e a potência ativa do gerador foi variada para os valores 27 MW, 18 MW, 13,5 MW e 9,0 MW. O ilhamento foi simulado abrindo-se o dispositivo de seccionamento CB1 (ver Figura 3.7). Os resultados em que houve violação das recomendações de tensão em qualquer

barra do sistema antes da ocorrência do ilhamento foram desprezados, pois representam casos inválidos ou indesejáveis para operação do sistema elétrico.

B) Variação das potências das cargas: neste caso, o gerador distribuído foi configurado para controlar a sua potência de saída em 27 MW. A potência ativa total das cargas foi variada para os valores 10 MW, 20 MW, 24 MW e 30 MW, mantendo-se constante o fator de potência. O ilhamento foi simulado tal como descrito no item anterior, sendo que os casos que representam condições indesejáveis de operação também foram desprezados.

2 – Gerador controlando potência reativa em zero (Controle PQ):

Todos os processos realizados na situação em que se controlava a tensão de saída do gerador foram repetidos nesta etapa do trabalho. Neste caso, a referência da potência reativa (Q_{ref}) no sistema de excitação foi mantida constate em zero.

As simulações apresentadas nos itens 1 e 2 foram executadas considerando três tipos de cargas, de acordo com as equações (3.18) e (3.19) e Tabela 3.1:

- Carga tipo potência constante: $n_p = n_q = 0$;
- Carga tipo corrente constante: $n_p = n_q = 1$;
- Carga tipo impedância constante: $n_p = n_q = 2$.

Foram executadas 48 simulações dinâmicas, sendo 16 delas para cada tipo de carga. Os resultados são apresentados na seção seguinte.

4.3 Análise dos Resultados

Os resultados foram avaliados considerando os requisitos de qualidade de energia elétrica apresentados na Tabela 4.1 e na Tabela 4.2. Para esta avaliação, foram definidos como "Casos Ilhados" aquelas situações em que há a formação de ilhas estáveis. Para isso, tanto os valores das tensões nodais e da frequência elétrica deverão estabilizar dentro das faixas recomendadas nas tabelas mencionadas anteriormente.

4.3.1 Simulações considerando controle PV

4.3.1.1 Variação da potência do gerador

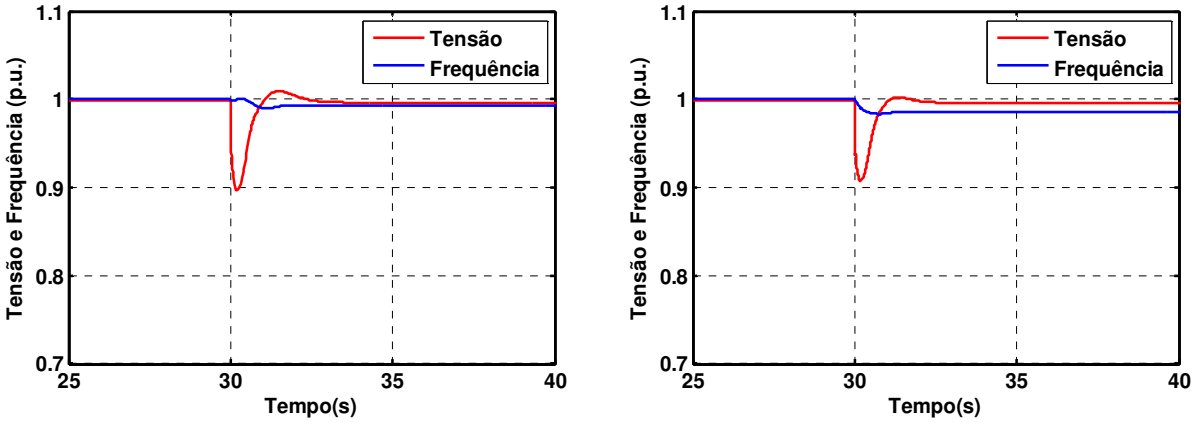
A Tabela 4.3 apresenta os resultados na condição do gerador operando sob o modo de controle PV, cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência do gerador. Para todos os tipos de cargas simulados, as tensões nodais e frequência antes do ilhamento estavam dentro dos limites normativos. Assim, todos os casos foram considerados como válidos. Além disso, houve a formação de ilhas estáveis para todos os casos simulados para as cargas do tipo impedância e corrente constantes A Figura 4.1 e a Figura 4.2 apresentam o comportamento da tensão e frequência do gerador para os casos nos quais ocorreu a formação de ilhas estáveis para carga do tipo impedância constante. Enquanto a Figura 4.3 e a Figura 4.4 apresentam os resultados para o tipo de carga corrente constante. Em contrapartida, não houve casos de formação de ilhas estáveis para a carga do tipo potência constante. Para esta situação, o gerador distribuído seria desconectado pela proteção, pois os níveis de tensão e de frequência atingiram níveis proibitivos para a operação do sistema de distribuição.

Tabela 4.3 – Resultados para o controle PV com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência do gerador.

Controle PV					
nq	**np**	**Casos Válidos** $0,93TR \leq TL \leq 1,05TL$	**Níveis de Tensão em Regime**	**Casos Ilhados**	**Simulação**
2	2	4	TL<0,90TR	0	Variação da Potência do Gerador
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	3	
			TL>1,05TR	0	
1	1	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	4	
			TL>1,05TR	0	
0	0	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	

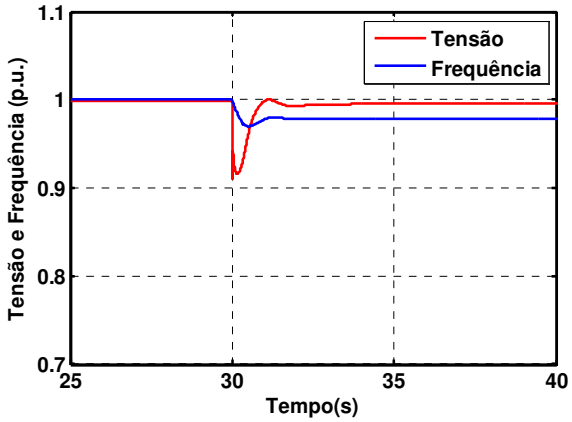
Para as cargas do tipo impedância constante, o caso no qual não houve a formação da ilha estável deve-se à atuação da proteção de sobrefrequência por excesso de potência ativa. Nas

simulações das cargas do tipo potência constante, houve a instabilidade por parte dos controladores do sistema excitação, por isso, nenhum caso foi considerado como ilha estável.



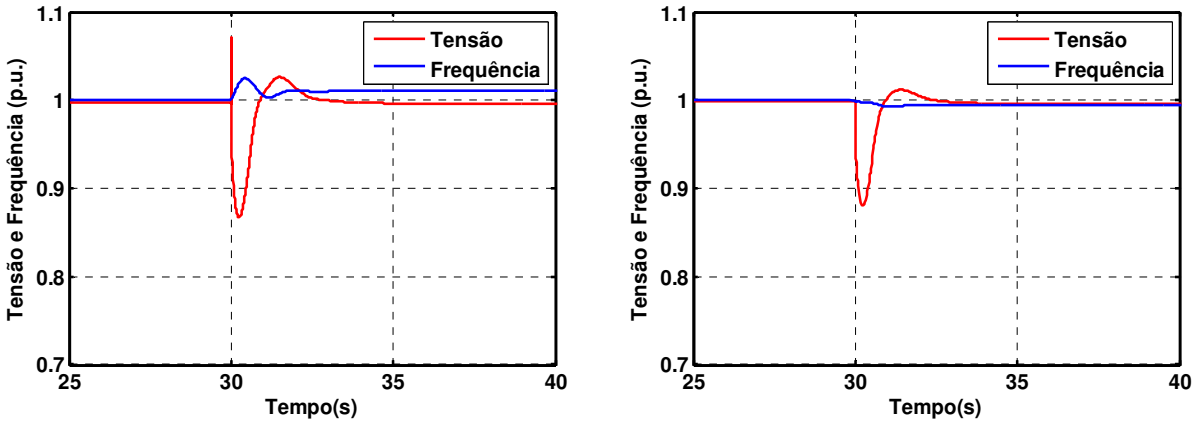
(a) – Potência do gerador (P_G) = 18 MW. **(b) - Potência do gerador (P_G) = 13,5 MW.**

Figura 4.1 - Frequência e tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo impedância constante.



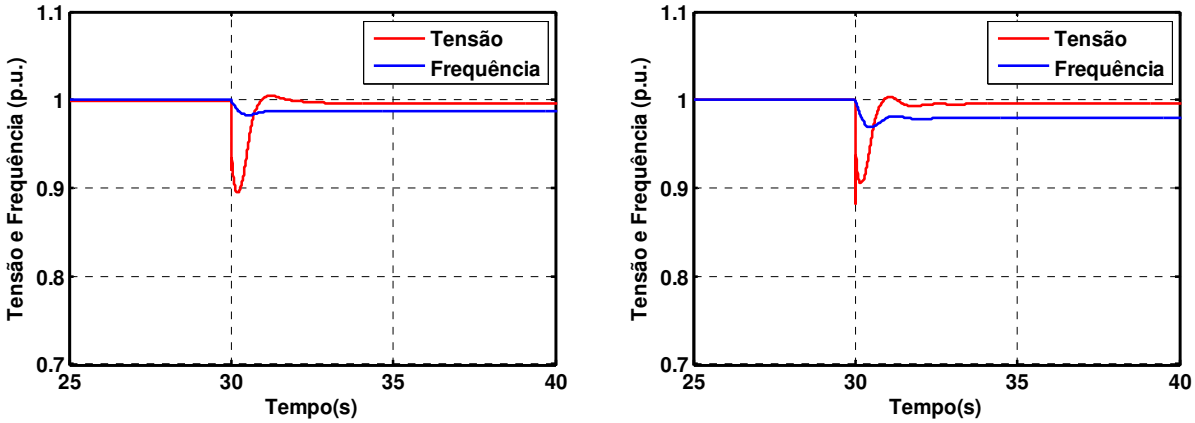
Potência do gerador (P_G) = 9 MW.

Figura 4.2 - Frequência e tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo impedância constante.



(a) - Potência do gerador (P_G) = 27 MW. **(b) - Potência do gerador (P_G) = 18 MW.**

Figura 4.3 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo corrente constante.



(a) - Potência do gerador (P_G) = 13,5 MW. **(b) - Potência do gerador (P_G) = 9 MW.**

Figura 4.4 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência gerada, carga do tipo corrente constante.

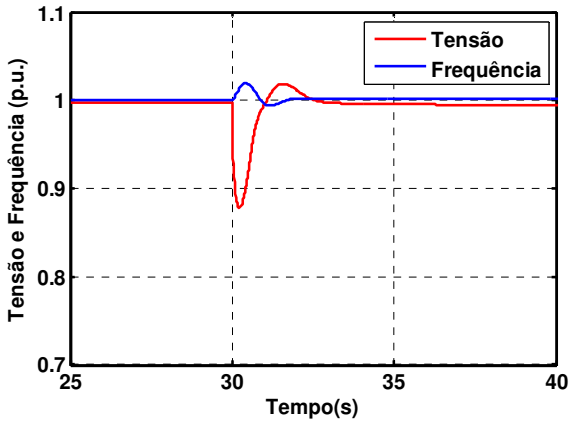
4.3.1.2 Variação da potência das cargas

A Tabela 4.4 apresenta os resultados considerando o gerador operando sob controle PV, cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência das cargas. Verifica-se que todos os casos simulados nesta situação foram considerados válidos para análise, no entanto não ocorreu a formação de ilhas estáveis para todos eles. Ocorreu a formação de alguns casos de ilhas estáveis para as simulações com cargas do tipo impedância e corrente constantes.

Tabela 4.4 – Resultados para o controle PV com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência das cargas.

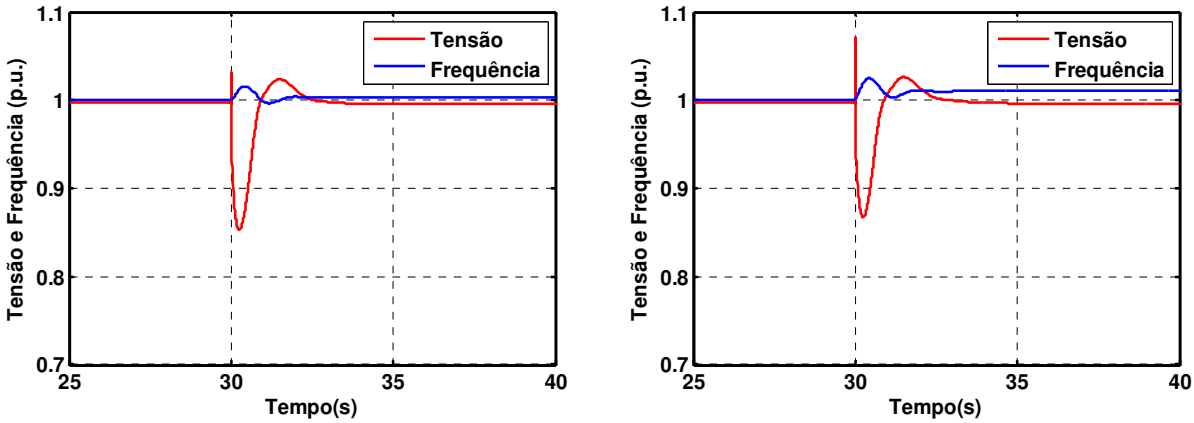
Controle PV					
nq	**np**	**Casos Válidos** $0,93TR \leq TL \leq 1,05TL$	**Níveis de Tensão em Regime**	**Casos Ilhados**	**Simulação**
2	2	4	TL<0,90TR	0	Variação da Potência das Cargas
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	1	
			TL>1,05TR	0	
1	1	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	2	
			TL>1,05TR	0	
0	0	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	

A Figura 4.5 apresenta o comportamento da tensão e frequência do gerador para os casos nos quais ocorreu a formação de ilhas estáveis para a carga do tipo impedância constante. Já a Figura 4.6 apresenta os casos referentes à carga do tipo corrente constante. Nos casos da Tabela 4.4 em que não houve a formação do ilhamento, ora ocorreu por atuação da proteção de subfrequência, ora por atuação da proteção de subfrequência. A primeira situação deve-se ao excesso de potência gerada (P_G) e a outra, por déficit de potência gerada.



Potência ativa total das cargas = 24 MW.

Figura 4.5 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência ativa total das cargas, carga do tipo impedância constante.



(a) - Potência ativa total das cargas = 24 MW (b) - Potência ativa total das cargas = 20 MW.

Figura 4.6 - Frequência e Tensão do GD para variação da potência ativa total das cargas, carga do tipo corrente constante

4.3.2 Simulações considerando controle PQ

4.3.2.1 Variação da potência do gerador

A Tabela 4.5 apresenta os resultados na condição do gerador operando sob o controle PQ, cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência do gerador. Para todos os tipos de cargas simulados, não houve casos de formação de ilhas estáveis. Entretanto, constata-se que os casos simulados foram considerados como válidos.

Tabela 4.5 - Resultados para o controle PQ com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potencia do gerador.

Controle PQ					
nq	**np**	**Casos Válidos** $0,93TR \leq TL \leq 1,05TL$	**Níveis de Tensão em Regime**	**Casos Ilhados**	**Simulação**
2	2	4	TL<0,90TR	0	Variação da Potência do Gerador
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	
1	1	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	
0	0	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	

4.3.2.2 Variação da potência das cargas

A Tabela 4.6 apresenta os resultados na condição do gerador operando sob o controle PQ, cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência das cargas. Analisando a Tabela 4.6, constata-se que não há a formação de ilhas estáveis para este tipo de simulação.

Tabela 4.6 - Resultados para o controle PQ com cargas do tipo impedância, corrente e potência constantes com variação da potência das cargas.

Controle PQ					
nq	**np**	**Casos Válidos** $0,93TR \leq TL \leq 1,05TL$	**Níveis de Tensão em Regime**	**Casos Ilhados**	**Simulação**
2	2	4	TL<0,90TR	0	Variação da Potência das Cargas
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	
1	1	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	
0	0	4	TL<0,90TR	0	
			0,9TR≤TL≤0,93TR	0	
			0,93TR≤TL≤1,05TR	0	
			TL>1,05TR	0	

4.4 Considerações Finais

Diante dos resultados até agora obtidos e por meio da análise destes, o controle PV apresentou melhor desempenho no controle das tensões nodais e frequência elétrica do sistema, indicando que este modo de controle, por si só, já se caracteriza como uma potencial solução para viabilizar o ilhamento intencional. Por outro lado, os casos de operação em modo de controle PQ não originaram situações que viabilizaram o ilhamento intencional e isto se deve ao fato de que o GD estava operando com potência reativa nula. Logo, após a ocorrência do ilhamento, as tensões

caem bruscamente em virtude do déficit de potência reativa. Então, a tarefa mais desafiadora é viabilizar a operação ilhada quando gerador opera sob modo de controle PQ, sendo este o padrão de operação exigido pelas concessionárias de energia elétrica e preferido pelos proprietários dos geradores. Neste contexto, o próximo capítulo apresentará a proposição de um método e de índices para auxiliar a análise dos casos de ilhamento intencional.

Capítulo 5

Índices para Avaliação da Capacidade de Formação de Ilhas Estáveis

A análise dos resultados do capítulo anterior mostrou que houve condições favoráveis ao ilhamento representada por aquelas em que o gerador distribuído opera no modo de controle PV. Em resumo, neste momento cabe identificar fatores-chave que podem influenciar a formação ou não das ilhas energizadas. Desta etapa, espera-se identificar as condições que viabilizam o ilhamento intencional, fornecendo índices numéricos que possam caracterizar a viabilidade do ilhamento intencional.

5.1 Avaliação da Viabilidade de Ilhamento Intencional

Nesta seção, simulação dinâmica no domínio do tempo será empregada para investigar a viabilidade da operação ilhada de geradores distribuídos. A metodologia de investigação compreende a definição de um caso base e, a partir dele, a execução de simulações para avaliar o comportamento da tensão e da frequência após a ocorrência do ilhamento.

5.1.1 Definição do Caso Base

As análises serão conduzidas empregando o sistema elétrico da Figura 3.7 (e repetido na Figura 5.1), em que foi definido um ponto de operação que será tratado como caso base, com a finalidade de realizar comparações. Assim, o caso base compreende as seguintes características:

- Carga total: 24 MW;

- Potência do gerador: 27 MW;
- Excitatriz configurada para controle PQ, com potência reativa nula;

As cargas são dependentes da tensão e foram consideradas do tipo impedância constante (KUNDUR, 1994).

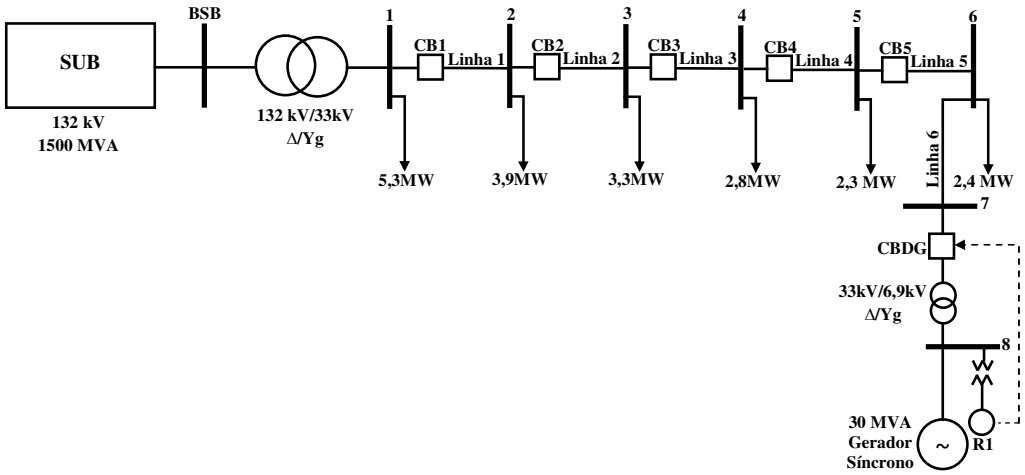


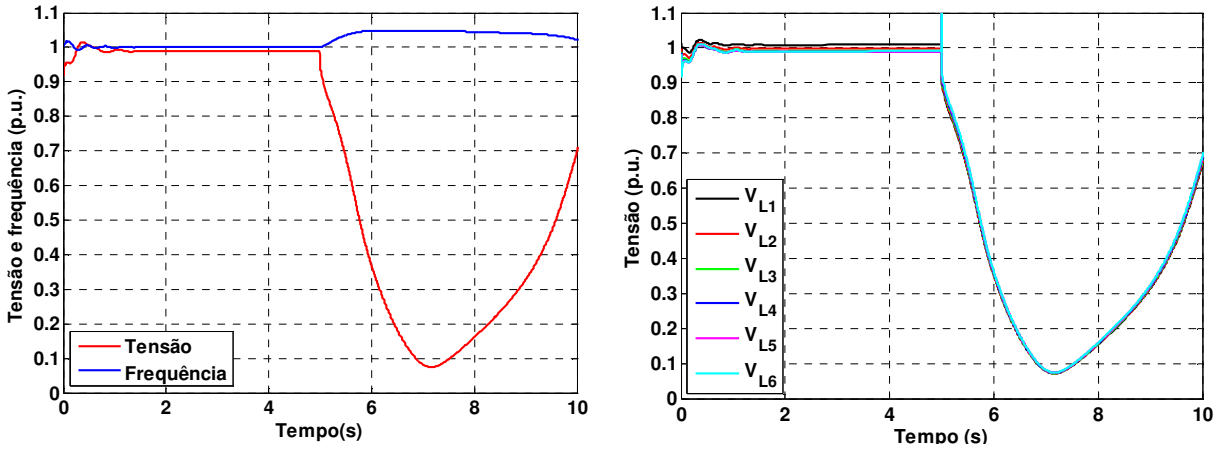
Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico.

O ilhamento foi simulado pela abertura do dispositivo CB1 no instante t = 5 segundos. As proteções de frequência e de tensão desconectarão instantaneamente o gerador distribuído se os respectivos valores estiverem fora das faixas admitidas neste trabalho:

- Frequência (f): 57 Hz < f < 61,5Hz;
- Tensão (V): 0,70 pu < V < 1,10 pu;

As primeiras simulações serão realizadas sem a conversão dos modos de controle do gerador. Esta parte da análise tem como objetivo verificar a necessidade deste procedimento na formação de ilhas estáveis. Os resultados da simulação para o caso base, desconsiderando a conversão dos modos de controle são apresentados na Figura 5.2. A Figura 5.2(a) mostra o comportamento da tensão do gerador e da frequência elétrica na ilha, ao passo que a Figura 5.2(b) mostra o comportamento das tensões nas barras de carga (V_{L1} a V_{L6}). Com estas simulações pode-se verificar que sem a mudança do tipo de controle do GD, os níveis de tensão e frequência tendem a valores que certamente os dispositivos de proteção atuariam e desconectariam o GD do sistema.

Consequentemente, não ocorreria o ilhamento. Ressalta-se que a frequência cresce depois do ilhamento porque há excesso de potência ativa na ilha formada. Por outro lado, a tensão decresce porque há déficit de potência reativa. Neste aspecto, o tipo de controle deve ser alterado dentro de um tempo apto para a não atuação dos dispositivos de proteção do gerador (Trindade, 2009). A alteração dos modos de controle será abordada na próxima seção.



(a) Tensão e frequência do GD. **(b) Tensões das cargas.**

Figura 5.2 - Comportamento das tensões e da frequência após o ilhamento e sem a conversão dos modos de controle do GD.

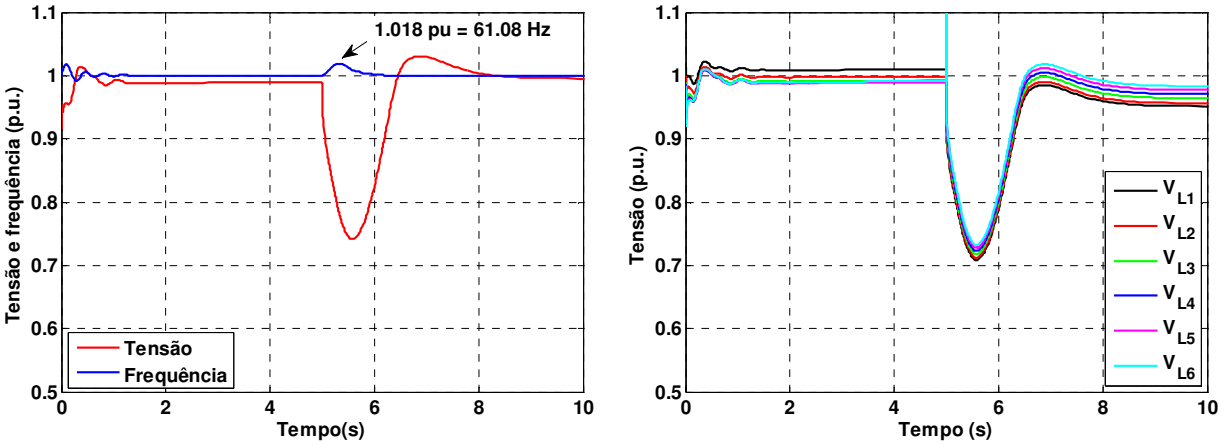
5.1.2 Índices para avaliar a viabilidade do ilhamento intencional

Nesta seção, será abordado o conceito do tempo de restrição (t_{rest}), inicialmente proposto em Trindade (2009) para avaliar a formação de ilhas estáveis. O tempo de restrição determina o máximo tempo após a ocorrência do ilhamento em que é possível alterar o modo de controle do gerador síncrono distribuído de PQ para fV, sem que as oscilações de tensão e de frequência provoquem o desligamento do gerador.

Para desenvolver as análises apresentadas nesta seção, a condição operativa do caso base foi retomada. Foi considerada como condição do caso base que em t = 5,15 segundos o modo de controle do gerador distribuído é alterado para o controle fV, em que a frequência e a tensão terminal do gerador são feitas iguais a 1 p.u. Isso que dizer que em 150 milissegundos após o ilhamento, os modos de controle do GD são alterados.

Os resultados dessa simulação estão apresentados na Figura 5.3. Analisando a Figura 5.3(a), observa-se que as oscilações de tensão e de frequência do gerador após o ilhamento não atingem

os valores definidos para desconexão do gerador distribuído, e a ilha energizada se torna estável após o ilhamento, sendo que a frequência retorna para 60 Hz. Para esta condição, o tempo de restrição (t_{rest}) foi determinado em 222 milissegundos por meio de simulações sucessivas, ou seja, o tempo de alteração dos modos de controle após o ilhamento foi aumentado gradativamente até que se observasse o desligamento do gerador. Assim, o tempo anterior a esta condição foi definido como tempo de restrição.



(a) Tensão e frequência do GD. **(b) Tensões das cargas.**

Figura 5.3 - Comportamento das tensões e da frequência após o ilhamento e com a conversão dos modos de controle do GD.

Em relação às tensões nas barras de cargas (Figura 5.3(b)) nota-se que elas sofrem um afundamento momentâneo de tensão com duração inferior a 2 segundos. Nota-se também que as tensões se restabelecem para valores ligeiramente inferiores aos valores anteriores à ocorrência do ilhamento, entretanto ainda atendem aos requisitos da qualidade de energia elétrica. Estas observações permitem propor quatro índices para avaliar a viabilidade da operação ilhada no que diz respeito à qualidade da energia elétrica no sistema ilhado. Estes índices estão indicados na Figura 5.4, que se refere à barra que apresentou o nível mais baixo de tensão após ilhamento – a barra 1, e na Figura 5.5 que mostra o comportamento da frequência elétrica do sistema ilhado. Os índices propostos neste trabalho são definidos da seguinte forma e serão denominados *índices de desempenho*:

- ΔV_T - variação transitória de tensão logo após a ocorrência do ilhamento e alteração do modo de controle. É calculada pela diferença entre o valor mínimo (ou máximo) transitório observado na tensão após a abertura do disjuntor, e a tensão em regime

permanente antes dos eventos, conforme indicado na Figura 5.4. Valores positivos indicam que houve elevação de tensão, ao passo que valores negativos indicam que houve afundamento de tensão. A importância deste índice é proporcionar condições de análise das magnitudes dos afundamentos e/ou elevações de tensões ao longo do sistema de distribuição, e verificar o quanto a tensão sofreu variação em relação à condição pré-ilhamento. Seu valor é calculado em porcentagem de tensão nominal do sistema elétrico.

- ΔV_{RP} - é a variação de tensão de regime permanente após o ilhamento em relação à tensão de regime permanente antes do ilhamento, conforme indica a Figura 5.4. Valores positivos indicam elevação de tensão, e valores negativos indicam redução de tensão. Este índice é também obtido em porcentagem da tensão nominal, e proporciona condições de avaliar a qualidade da energia elétrica referente aos níveis de tensão na ilha em regime permanente.

- Δt_T – indica o intervalo de tempo em que a tensão permanece, transitoriamente, abaixo de 0,90 pu ou acima de 1,1 pu. Esses valores se enquadram na definição de afundamento e elevação de tensão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional/PRODIST, módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Sua unidade é segundos. O principal objetivo deste índice é propor a análise da duração desses afundamentos e/ou elevações de tensões ao longo do sistema de distribuição.

- Δf_T – indica a máxima variação transitória da frequência elétrica após ilhamento. Este é medido em Hz, sendo que valores positivos indicam sobrefrequência e valores negativos, subfrequência. É calculado pela diferença entre o valor mínimo (ou máximo) da frequência observado após o ilhamento, e o valor da frequência em regime permanente, conforme indicado na Figura 5.5. Este índice possibilita verificar se as variações de frequência são suficientes para provocar a atuação dos dispositivos de proteção do gerador.

Quanto menores forem os valores dos quatro índices propostos anteriormente, melhor é o desempenho da ilha do ponto de vista da qualidade da energia elétrica.

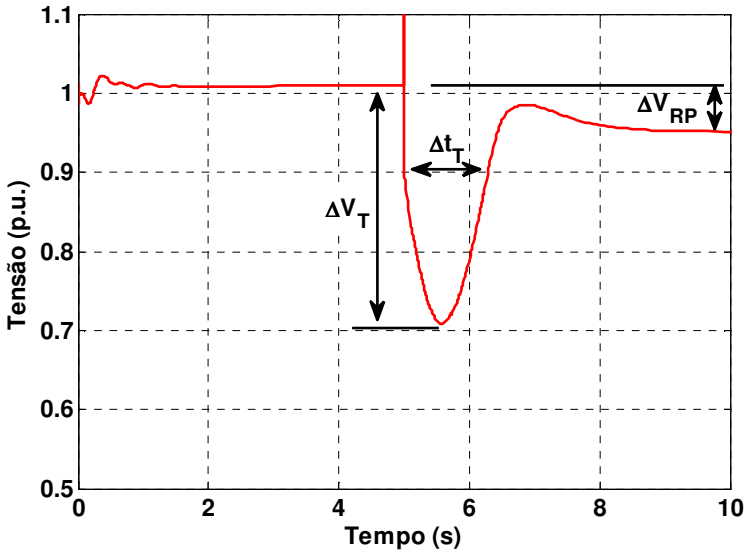


Figura 5.4 - Índices de desempenho para variações da tensão.

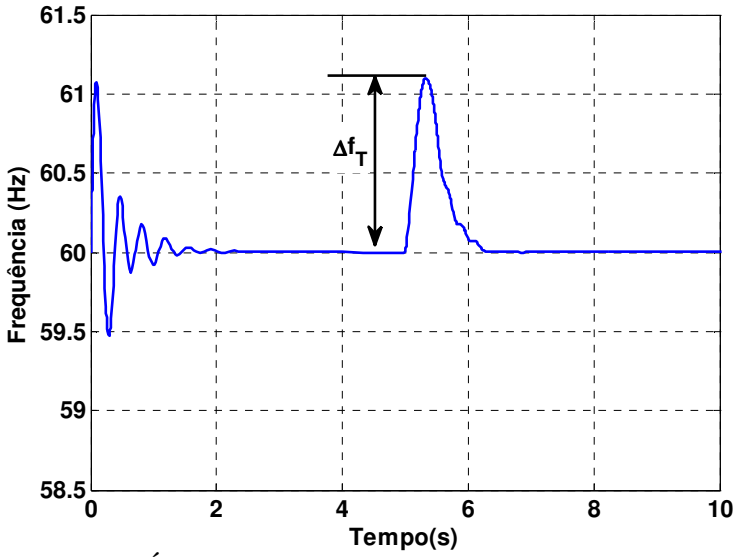


Figura 5.5 - Índice de desempenho para variação da frequência.

Para complementar os quatro índices propostos, tem-se o tempo de restrição (t_{rest}), proposto em (TRINDADE, 2009) e já definido anteriormente neste documento. Para este índice, valores elevados são favoráveis, pois indicam que na ocorrência de um ilhamento não planejado, há mais tempo disponível para alterar o modo de controle do gerador distribuído. Neste aspecto, os valores dos índices de viabilidade para o caso base são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Índices de desempenho para o caso base.

ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
-30,10	-5,87	1,28	1,08	222,00

Ainda cabe destacar que quando se analisa a qualidade de tensão no sistema, utilizam-se informações referentes à barra de carga com níveis mais baixos de tensão após a ocorrência do ilhamento. Quando se analisa a atuação dos dispositivos de proteção, analisa-se a tensão e frequência nos terminais do gerador distribuído. Por isso, o tempo de restrição será determinado pelos tempos de atuação dos dispositivos de proteção que protegem o gerador distribuído.

5.2 Análise dos Parâmetros que Afetam os Índices de Desempenho

Esta seção apresenta uma análise de sensibilidade com objetivo de identificar alguns fatores que mais afetam os índices propostos na seção anterior. Dessa forma, as variações de tensão e de frequência na ilha energizada poderão ser mais bem compreendidas, consequentemente podem-se buscar soluções mais efetivas para o problema. A partir do caso base, as seguintes situações serão analisadas: variação da potência gerada, variação do carregamento do sistema elétrico, variação do tipo de carga em função de sua dependência com a tensão. Para o caso base, o tempo de alteração do modo de controle do gerador distribuído será admitido como 150 ms após ilhamento, como mencionado anteriormente. Os resultados são apresentados em seguida.

5.2.1 Variação da Potência Gerada (P_G)

Mantendo-se a potência reativa do gerador em zero, a carga total em 24 MW e o tempo de alteração do modo de controle em 150 ms após o ilhamento, os seguintes casos foram simulados:

- Caso base: P_G = 27 MW (excesso de potência ativa);
- Caso 1: P_G = 18 MW (déficit de potência ativa);
- Caso 2: P_G = 13,5 MW (déficit de potência ativa);
- Caso 3: P_G = 9,0 MW (déficit de potência ativa).

Para a obtenção do tempo de restrição, o tempo de alteração do modo de controle do gerador distribuído foi variado de 0 até o tempo no qual a variação de tensão e/ou de frequência provocasse o desligamento do gerador distribuído. Para isso monitoraram-se os níveis de tensão e frequência nos terminais do gerador. A Tabela 5.2 apresenta os índices obtidos para os casos 1 a 3. Analisando esta tabela pode-se observar que na medida em que se aumenta o déficit de potência (Caso 1 para o Caso 3), aumenta-se também o índice Δf_T, o qual está relacionado à máxima variação da frequência no sistema ilhado. Por outro lado, a magnitude da variação transitória da tensão e a duração do afundamento, representados pelos índices ΔV_T e Δt_T respectivamente, diminuem. Esta redução progressiva é causada pela combinação do modelo de carga utilizado (impedância constante) e pela deficiência de potência reativa logo após a ocorrência do ilhamento. À medida que a potência ativa injetada pelo gerador distribuído diminui, a potência ativa e reativa demandada pelas cargas também diminui em razão da redução das tensões terminais nas barras de carga antes da ocorrência do ilhamento – lembra-se que são cargas do tipo impedância constante. Logo, o montante de potência reativa que flui da concessionária para o sistema de distribuição se reduz, conforme mostra a Tabela 5.3. Assim, quando ocorre o ilhamento, a queda da tensão é menos acentuada nas situações em que haverá menor déficit de potência reativa, as quais, neste exemplo, correspondem aos casos de menor potência ativa do gerador distribuído. Destaca-se que este é um comportamento interessante que surge em função da dependência da potência ativa e reativa da carga com a variação da tensão.

Tabela 5.2 – Índices calculados considerando a variação da potência gerada – Controle PQ.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
Base	-30,100	-5,870	1,280	1,080	222,00
1	-28,410	-6,070	1,240	-0,250	245,00
2	-26,980	-6,170	1,216	-0,798	270,00
3	-25,720	-6,170	1,158	-1,460	300,00

Tabela 5.3 – Potência reativa que flui da subestação para o sistema elétrico.

Casos	Q (Mvar)
Base	13,81
1	12,75
2	12,48
3	12,39

Em relação ao índice t_{rest}, observa-se seu aumento na medida em que a potência ativa do gerador distribuído diminui (Tabela 5.2). Em todos os casos analisados, a variação da tensão foi a responsável pelo desligamento do gerador, e não a variação da frequência. Como essa variação tende a ser menor para os casos de menor potência injetada pelo gerador, é de se esperar que a tensão terminal do gerador atinja os valores-limite em um tempo maior. As variações do índice ΔV_{RP} foram inexpressivas entre os casos analisados.

5.2.2 Variação do Carregamento do Sistema Elétrico (α)

Nesta seção serão verificados os impactos da variação de carga no sistema de distribuição de energia elétrica sobre os índices definidos anteriormente. Definindo α como a carga total do sistema elétrico, os casos analisados nesta seção foram as seguintes:

- Caso base: α = 24 MW;
- Caso 1: α = 20 MW;
- Caso 2: α = 10 MW;
- Caso 3: α = 30 MW.

O fator de potência das cargas em cada caso foi mantido constante em 0,94 indutivo, e a potência ativa fornecida pelo gerador foi mantida constante em 27 MW, com fator de potência unitário. A Tabela 5.4 apresenta os resultados. Com exceção do Caso 3, em todos os outros há excesso de potência ativa, uma vez que a potência gerada foi mantida em 27 MW, por isso o índice Δf_T é positivo. A redução do carregamento de 24 MW para 20 MW foi pequena e não provocou alterações significativas nos índices, com exceção do t_{rest}, o qual foi reduzido significativamente. De fato, o fator limitante neste caso é o ajuste da proteção de sobrefrequência

do gerador distribuído. Nota-se que mesmo no Caso 1 a máxima frequência atingida pelo sistema após a alteração dos modos de controle foi 61,44 Hz (Δf_T = 1,44 Hz), que está bem próximo daquele definido como ajuste de sobrefrequência, 61,5 Hz. Assim, a redução do carregamento do sistema provoca o aumento do excesso de potência ativa na ilha formada, contribuindo para que a variação positiva da frequência seja grande. Portanto, a manutenção da estabilidade do sistema ilhado neste caso poderia ser conseguida caso a alteração dos modos de controle seja inferior aos 150 ms previstos no caso base. No entanto, nem sempre isso é possível, conforme ocorreu no Caso 2, em que o aumento transitório da frequência foi muito grande tal que atingiu o valor ajustado na proteção, mesmo para tempos muito pequenos de t_{rest}.

Para o Caso 3, ocorre a queda na frequência devido ao déficit de potência ativa na ilha, sendo que a frequência atingiu o ajuste da proteção de subfrequência do gerador. Não se obteve um valor de t_{rest} para garantir que o sistema permanecesse ilhado. Assim, para situações semelhantes aos casos 2 e 3, apenas a conversão dos modos de controle não é suficiente para garantir a operação estável da ilha energizada. Potenciais soluções para problemas dessa natureza serão investigados no capítulo seguinte.

Tabela 5.4 - Variação do carregamento do sistema elétrico – controle PQ antes do ilhamento.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
Base	-30,100	-5,870	1,280	1,080	222,00
1	-26,580	-5,556	1,170	1,440	169,00
2	D	D	D	D	D
3	D	D	D	D	D

D: o gerador distribuído foi desconectado pela proteção.

5.2.3 Variação do Tipo de Carga

Nesta seção investiga-se qual o grau de dependência das cargas com a tensão e como essas cargas comportam-se diante da situação da formação de ilhas estáveis. A partir do caso base, o modelo da carga será variado, baseando-se nos modelos de cargas estáticas dependentes da tensão, cujas potências ativa e reativa são formuladas pelas expressões (3.18) e (3.19), respectivamente. Os casos analisados nesta seção foram as seguintes, a partir do caso base:

- Caso base: Impedância constante, np = nq = 2.
- Caso 1: Carga mista, np = 1 e nq = 2.
- Caso 2: Carga mista, np = 2 e nq = 1.
- Caso 3: Corrente constante, np = nq = 1.

Os resultados são apresentados na Tabela 5.5. Cargas do tipo potência constante não foram consideradas porque houve dificuldades de convergência nas simulações. A partir desses resultados percebe-se que à medida que a componente reativa da carga se torna menos dependente da tensão, a variação transitória da tensão tende e a ser mais intensa, causando o aumento do índice ΔV_T. Este comportamento culminou com a atuação da proteção de subtensão do gerador no caso de cargas somente corrente constante (np = nq = 1). Observa-se também que as variações nos índices ΔV_{RP} e Δt_t foram pequenas; já no índice Δf_T nota-se que quando a componente ativa da carga se torna menos dependente da tensão (Caso 1), o índice Δf_t tende a diminuir. Isto ocorre porque o montante de carga excedente após o ilhamento é menor em comparação aos casos base e caso 2, uma vez que a variação de potência ativa é linear com a tensão no Caso 1; já nos casos base e 2, esta variação é quadrática. Para o Caso 3 e considerando o tempo de conversão dos modos de controle como 150 ms (após o ilhamento), o gerador distribuído foi desconectado pela proteção de subtensão, no entanto é possível encontrar uma ilha estável se a alteração do modo de controle do GD ocorrer em um tempo inferior a 138 ms após o ilhamento.

Tabela 5.5 - Variação do tipo da carga – controle PQ antes do ilhamento.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
Base	-30,10	-5,87	1,28	1,08	222,00
1	-31,54	-5,77	1,33	0,66	190,00
2	-35,20	-6,05	1,32	1,20	165,00
3	-35,53	-0,09	1,33	0,66	138,00

5.3 Considerações Finais

Neste capítulo foram propostos índices de desempenho para avaliar a capacidade de formação de ilhas energizadas focando aspectos tais como a estabilidade e a qualidade da energia do sistema ilhado. Estes índices foram denominados índices de desempenho da operação ilhada. Os índices ΔV_T e Δf_T fornecem informações relacionadas ao comportamento transitório da tensão e da frequência, respectivamente, após a ocorrência do ilhamento e a alteração do modo de controle do gerador distribuído. O índice ΔV_{RP} fornece a variação da tensão de regime na ilha formada em relação à tensão antes da ocorrência do ilhamento. Logo, pode-se associá-lo à avaliação da qualidade da energia elétrica em regime permanente no sistema ilhado. O índice Δt_T está associado à duração da variação de tensão de curta duração verificada após a ocorrência do ilhamento. Finalmente, o índice t_{rest} indica o máximo intervalo de tempo em que a mudança do modo de controle do gerador distribuído pode ocorrer sem que a frequência e/ou a tensão violem os ajustes de sua proteção. O uso conjunto desses índices permite avaliar a viabilidade técnica da operação ilhada, bem como o seu desempenho em relação à qualidade da energia elétrica. As melhores condições para tanto são indicadas por baixos valores de ΔV_T, ΔV_{RP}, Δt_T e Δf_T, e altos valores de t_{rest}. Por meio desses índices e de uma análise de sensibilidade foi possível identificar alguns fatores importantes para a operação ilhada. Estes fatores são resumidos a seguir:

- O aumento do déficit de potência ativa até certo valor resultou em uma melhoria global dos índices de desempenho. Logo, este comportamento mostra que existe um valor de desbalanço de potência em que a transição do estado em paralelo para o ilhado pode se dar de maneira mais suave.
- O aumento do excesso de potência ativa, devido à redução do carregamento do sistema, resulta em sobrefrequências capazes de desligar rapidamente os geradores, mesmo se o tempo em que ocorre a alteração do modo de controle é pequeno. Isto ocorre porque a proteção de sobrefrequência normalmente é ajustada em um valor próximo de 60 Hz, com a finalidade de proteger o gerador e sua turbina contra sobrevelocidade excessiva.
- Quanto menos dependente da tensão é a carga do sistema, mais intensas serão as variações de tensão após o ilhamento e maior é a probabilidade de que os ajustes

da proteção de tensão do gerador sejam atingidos. Isso resulta em menores valores de t_{rest}.

Capítulo 6

Soluções Potenciais Aplicadas à Formação de Ilhas Estáveis

Neste capítulo são estudadas e propostas algumas iniciativas que possibilitam o sucesso do ilhamento intencional no contexto abordado neste trabalho. Até então, verificou-se quais as possibilidades favoráveis ao sistema analisado em formar ilhas estáveis sem que houvesse a ação de dispositivos e/ou metodologias operativas além daquelas existentes no próprio sistema de energia ou do cotidiano das concessionárias de energia elétrica. Por último, foi feita a análise de fatores que poderiam influenciar diretamente o sucesso do ilhamento intencional com geradores síncronos distribuídos. Por meio dos índices de desempenho, verificaram-se quais fatores importantes poderiam influenciar nesse desempenho, dentre eles têm-se a variação da potência gerada (P_G), variação do carregamento no sistema ($\propto$) e variação do tipo da carga. Estabelecidos esses fatores, alguns procedimentos são estudados, tais como: a) alteração dos modos de controle dos geradores distribuídos para controle de tensão e de frequência (fV) (TRINDADE, 2009); b) operação do GD em paralelo e ilhado no modo potência e tensão constantes (PV); c) substituição dos sistemas de excitação convencionais por sistemas de excitações estáticas do tipo IEEE ST1A e IEEE ST2A, por apresentarem respostas mais rápidas no controle de desvios de tensão; d) geração do GD acompanhando ao longo do dia a curva de demanda definida pelo sistema, modo de controle "*Load Following*" (Dalke et al., 2011) e; e) ações de rejeição de carga (MAHAT et al., 2010). Estas soluções deverão ser realizadas sempre em tempo hábil para o atendimento dos

requisitos de qualidade e estabilidade de energia elétrica. Diante da complexidade deste processo, estas soluções podem ser realizadas individualmente ou conjunto. O que determina essa tomada de decisão são as análises feitas antes e durante a detecção das condições que levarão ao ilhamento intencional. Essas soluções potenciais são apresentas como seguem.

6.1 Alteração dos Modos de Controle do GD para Controle fV após o Ilhamento

Usualmente, geradores distribuídos operam em modo de controle PQ, mantendo a potência reativa no ponto de conexão nula, quando estão em paralelo com a rede elétrica. Entretanto, havendo a condição de ilhamento, o controle de tensão e frequência na rede ilhada será realizado pelo sistema de excitação e controle de velocidade próprios do gerador, e deve haver a alteração do modo de controle PQ para o fV. A alteração dos modos de controle do GD e suas contribuições positivas à formação de ilhas estáveis foram analisadas por meio dos resultados apresentados no Capítulo 5 , utilizando o conceito de tempo de restrição t_{rest} proposto por Trindade (2009). No Capítulo 5 mostra-se que a alteração dos modos de controle é uma necessidade e pode ser considerada como uma solução para a viabilização da operação ilhada. Sendo assim, nesta seção, as conclusões obtidas no capítulo anterior serão brevemente retomadas.

6.1.1 Variação da Potência Gerada (P_G)

Durante as simulações dessa estratégia, percebeu-se que ao aumentar o déficit de potência gerada, tanto as magnitudes (ΔV_T) como a duração (Δt_T) das variações de tensão foram diminuindo. Logo se generalizou que até certo patamar, o déficit de geração por parte do gerador pode refletir em melhoria dos índices de qualidade de energia elétrica aplicados à tensão. Por outro lado, esse aumento do déficit de potência gerada provocou o aumento do índice Δf_T, que se refere à máxima variação transitória da frequência. Sendo negativa essa variação, tem-se o declínio da frequência que pode provocar o desligamento do gerador distribuído pela atuação da proteção de subfrequência. Neste aspecto, há a necessidade de fazer uma análise criteriosa para avaliar as reais condições da formação do ilhamento. Tendo em vista que esse comportamento não seria o mesmo para um tipo de carga com menor dependência da tensão, deve-se sempre fazer a análise para as diversas configurações encontradas. A variação da tensão em regime

permanente antes e após o ilhamento, representado pelo índice ΔV_{RP}, tende a aumentar com o déficit de geração.

O tempo de restrição, t_{rest}, aumentou com o déficit de potência gerada, contudo, isso não significará apenas benefícios, pois quanto maior o tempo de alteração dos controles, maior é a magnitude das variações de tensão. Diante de todas essas questões, os níveis de geração presentes no sistema não devem ser analisados isoladamente de outros critérios.

6.1.2 Variação do carregamento no sistema ($\propto$)

Diante dos resultados apresentados na Tabela 5.4, ficou evidente que o grande desafio para as condições de variação do carregamento no sistema referem-se às variações dos níveis de frequência da tensão gerada. Um grande desbalanço de potência ativa nessas condições, sempre condicionará a variações rápidas de frequência do GD, seja para a condição de sub ou sobrefrequência. Um excesso de carregamento pode gerar uma desaceleração do gerador, enquanto o excesso de geração condicionará em aceleração deste. A primeira situação pode ser evitada quando se dispõe de métodos de alívio de carga. Por outro lado, a segunda situação é mais complicada, pois além de exigir uma resposta rápida do regulador de velocidade, quase sempre a sua permanência no sistema leva a danos na estrutura do gerador. Para pequenos valores de desbalanço de potência ativa, percebeu-se que os índices de desempenho apresentaram bons resultados. Contudo, observou-se que o índice t_{rest} apresentou redução significativa. Para o caso base e Caso 1, por ser pequeno o desbalanço de potência ativa, verificou-se que o controle de velocidade do GD reagiu satisfatoriamente dentro dos ajustes estipulados e mesmo havendo uma variação na frequência, esta se manteve estável. Entretanto quando se analisa o caso 2, percebe-se imediatamente a desconexão do gerador, isto é, o desbalanço de potência ativa variou mais rapidamente essa frequência e consequentemente houve atuação da proteção por sobrefrequência. Por isso, o tempo de alteração dos modos de controle do gerador diminuiu significativamente conforme se aumentava esse desbalanço.

6.1.3 Variação do tipo de carga

A análise do comportamento do tipo de carga presente no sistema é imprescindível para entender alguns fenômenos presentes na operação do sistema de energia elétrica. A modelagem

da carga é sempre importante para entender quais reações terão estas diante de um determinado procedimento realizado. Entretanto, essa modelagem e as diversas considerações a serem feitas sobre estas cargas não se dão de maneira tão simples, principalmente por conta da diversidade do tipo de cargas existentes (KUNDUR, 1994). Como não é objetivo desse trabalho essa abordagem aprofundada da modelagem das cargas, foram analisadas apenas aquelas cargas estáticas dependentes da tensão como foi descrito na seção 3.2.6. O objetivo é identificar quais as influências destas quando da formação de ilhas estáveis na presença de geradores distribuídos. Analisando os dados da Tabela 5.5, percebe-se que quanto menor a dependência da carga em relação à tensão, maiores são as magnitudes dos afundamentos de tensão nos terminais das barras de carga, ou seja, o índice ΔV_T tende a aumentar. Essa situação é ratificada pela atuação da proteção de subtensão para as cargas do tipo corrente constante (np=nq=1). Observou-se que a carga do tipo corrente constante estabeleceu o tempo máximo de conversão dos modos de controle do gerador em 140 ms. Logo, percebe-se que quanto menor a dependência da carga em relação à tensão, menor é o tempo disponível para a alteração dos modos de controle, ou seja, t_{rest} se torna menor. Por outro lado, quando se analisam os índices ΔV_{RP} e Δf_T, verificam-se valores bem favoráveis à formação do ilhamento, pois os mesmos tendem a diminuir conforme diminui a dependência da parte ativa da carga em relação à tensão.

6.2 Gerador distribuído operando como regulador de tensão – Controle PV

A ideia central desta potencial solução consiste em configurar o gerador para controlar a tensão terminal e a potência ativa (controle PV), estando este em paralelo com a rede elétrica. Atuando sob o modo de controle PV, o gerador distribuído pode absorver ou injetar potência reativa no sistema a fim de controlar os níveis de tensão pré-definidos. Esse procedimento permite a melhoria dos perfis de tensão na rede de distribuição (FREITAS et al.,2006; JENKINS et al., 2000). Entretanto, operar o gerador como controlador de tensão pode acarretar em baixo fator de potência e consequentemente prejuízos financeiros oriundos de multas devido à circulação em excesso de potência reativa no sistema de distribuição (PADILHA, 2010). Assim, é preciso ter cuidado quando se opta em usar esse tipo de controle para minimizar os distúrbios de tensão e demais perdas elétricas.

No Capítulo 4 , foram investigadas quais as possibilidades que o sistema estudado possui em formar ilhas estáveis e atenda os níveis de qualidade de energia elétrica. Destas condições simuladas, foram identificadas algumas situações evidentes de ilhas estáveis. Elas ocorreram justamente na situação onde o GD estava operado com o controle de potência e tensão constantes, modo PV. Por isso, constatou-se a necessidade de novas investigações desta configuração e assim verificar o comportamento dos índices de desempenho estabelecidos anteriormente. Para simulação destes, o modo de controle passou de PV (operação em paralelo) para fV (operação isolada). Percebe-se que existe necessidade de alteração do modo de controle apenas no regulador de velocidade. Para este tipo de abordagem também foram consideradas três condições: variação da potência gerada (P_G), variação do carregamento do sistema elétrico ($\propto$) e alteração do tipo de carga.

6.2.1 Variação da Potência Gerada (P_G)

Para efeito de comparação, o caso base definido no capítulo 5 será mantido. Serão então analisados quatro casos adicionais, definidos a seguir, sendo que o Caso 0 corresponde ao caso base definido na seção 5.1.1 para controle PV, e os casos 1, 2 e 3 correspondem às situações de mesma potência ativa dos casos 1, 2 e 3 da Tabela 5.2:

- Caso base: P_G = 27 MW (excesso de potência ativa e controle PQ, com Q = 0);
- Caso 0: P_G = 27 MW (déficit de potência ativa – controle PV);
- Caso 1: P_G = 18 MW (déficit de potência ativa – controle PV);
- Caso 2: P_G = 13,5 MW (déficit de potência ativa – controle PV);
- Caso 3: P_G = 9,0 MW (déficit de potência ativa – controle PV).

Os resultados estão apresentados na Tabela 6.1. Percebe-se que os valores do índice ΔV_T diminuíram consideravelmente quando comparados àqueles de mesmas condições de potência gerada apresentadas do Capítulo 5 (ver Tabela 5.2), e isso acontece porque o gerador já estava operando em modo de controle de tensão. Consequentemente, os afundamentos de tensão são menos severos em magnitude e duração, pois os valores do índice Δt_T também são menores.

Na Tabela 6.1 observa-se que conforme diminuem os níveis de geração, o índice ΔV_T tende a diminuir, caracterizando o mesmo comportamento observado na Tabela 5.2. A razão deste comportamento é igual à explicada na seção 5.2.1, ou seja, ocorre devido à dependência quadrática das cargas com a tensão.

O índice Δt_T diminui conforme se aumenta o déficit de geração, acompanhando o comportamento verificado do índice ΔV_T. Quando se analisam os índices ΔV_{RP} e Δf_T, não se tem os mesmos resultados positivos, pois ambos foram maiores do que os valores correspondentes observados na seção 5.2.1, quando o gerador distribuído opera em modo de controle PQ. Em relação ao índice ΔV_{RP} o que ocorre é que, devido ao suporte de potência reativa do gerador distribuído, a tensão em regime antes do ilhamento é ligeiramente maior do que quando o gerador está em modo de controle PQ. Soma-se a isso o fato que, à medida que a potência ativa gerada é reduzida, a potência reativa dos geradores aumenta (com fator de potência indutivo) antes da ocorrência do ilhamento, conforme pode ser observado na Tabela 6.2.

Com relação à variação transitória da frequência, observa-se que o valor absoluto do índice Δf_T aumenta na medida em que o déficit de geração aumenta. Esse comportamento vai ao encontro do que foi observado na Tabela 5.2 (modo de controle PQ). Ao comparar a coluna referente a Δf_T da Tabela 5.2 com a da Tabela 6.1, observa-se que os valores desta são mais severos do que os valores daquela, quando o déficit de potência ativa cresce. Esta diferença pode ser observada na Figura 6.1, que mostra os valores de Δf_T para ambas as condições. De fato, quando o GD opera em modo de controle de tensão terminal, após a ocorrência do ilhamento o afundamento de tensão é menor em relação à operação em modo de controle PQ. Logo, como as cargas são do tipo impedância constante, a variação da potência ativa será menor e isso faz com que o déficit de potência ativa logo após o ilhamento seja maior quando se considera controle PV do que quando se considerar controle PQ. A consequência desse aumento de déficit de potência ativa é o aumento da variação transitória da frequência elétrica.

Finalmente, observa que o valor de t_{rest} foi superior a 2 segundos para todos os casos simulados, considerando o modo de controle PV. Esta é uma conclusão importante que demonstra as vantagens da operação do gerador distribuído em modo de controle de tensão terminal. Ressalta-se que uma barreira à operação em modo de controle PV é a possibilidade de operação com baixo fator de potência, sendo uma preocupação importante que deve ser

analisada. Nos casos considerados nesta seção, observa-se que o fator de potência medido nos terminais do gerador distribuído foi próximo da unidade, não representando problemas neste caso. No entanto, recomenda-se sempre realizar uma análise deste quesito, caso esta potencial solução seja aplicada.

Tabela 6.1 - Índices calculados considerando a variação da potência gerada – modo de controle PV.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
Base	-30,10	-5,87	1,28	1,08	222,00
0	-17,30	-6,07	0,63	0,78	> 2000
1	-16,41	-6,47	0,51	-0,39	> 2000
2	-15,52	-6,57	0,46	-1,15	> 2000
3	-14,90	-6,67	0,43	-2,19	> 2000

Tabela 6.2 – Potência reativa e fator de potência do gerador distribuído antes do ilhamento.

Casos	Potência reativa (kvar)	Fator de potência
Base	0	1,00
0	595,80	0,99 (indutivo)
1	997,20	0,99 (indutivo)
2	1404,60	0,99 (indutivo)
3	1943,40	0,98 (indutivo)

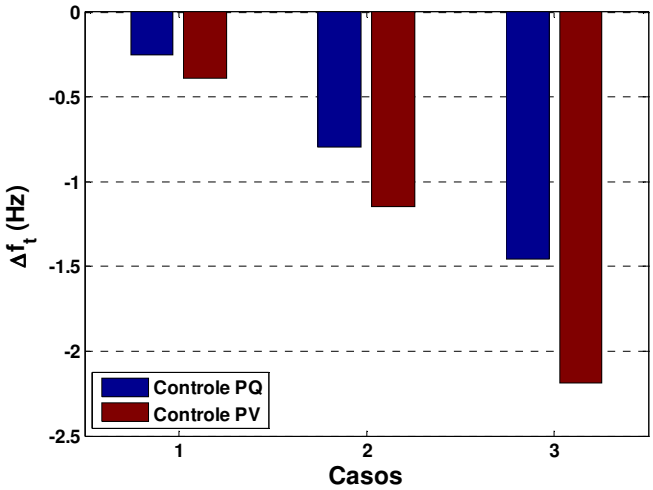


Figura 6.1 - Índice Δf_T para os modos de controle PQ e PV.

6.2.2 Variação do Carregamento do Sistema Elétrico (∝)

Os casos analisados nesta seção foram os seguintes, sendo que o Caso 0 corresponde ao caso base definido na seção 5.1.1:

- Caso 0: α = 24 MW (excesso de potência ativa e controle PV);
- Caso 1: α = 20 MW (excesso de potência ativa e controle PV);
- Caso 2: α = 10 MW (excesso de potência ativa e controle PV);
- Caso 3: α = 30 MW (déficit de potência ativa e controle PV).

Os resultados simulados nesta seção estão apresentados na Tabela 6.3 e indicam que existem valores de carregamento do sistema que resultam em grande desbalanço potência ativa, causando a atuação dos dispositivos de proteção por sub/sobrefrequência, como ocorreu nos casos 2 e 3. Lembre-se que a potência ativa do GD foi mantida constante em 27 MW, assim o Caso 2 apresenta excesso de potência ativa, sendo que o GD foi desligado por sobrefrequência. No Caso 3, há déficit de potência ativa, levando a proteção de subfrequência a desconectar o gerador. Logo, apenas os casos 0 e 1 podem ser considerados como válidos.

Os resultados da Tabela 6.3 confirmam a redução dos índices ΔV_T, ΔV_{RP} e Δt_T quando ocorre a redução no carregamento da rede (do Caso 0 para o Caso 1), tal como observado nos resultados da Tabela 5.4 para o caso base e Caso 1, em que o modo de controle do gerador era PQ. O índice Δf_T cresce em função do aumento do excesso de potência ativa, que aumenta o valor da sobrefrequência após o ilhamento. Neste caso, a sobrefrequência é o fator mais restritivo para o índice t_{rest}. A comprovação disso é a redução de t_{rest} de um valor superior a 2 segundos no Caso 0 para um valor igual a 250 ms no Caso 1.

Tabela 6.3 - Variação do carregamento do sistema elétrico – controle PV antes do ilhamento.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
Base	-30,10	-5,87	1,28	1,08	222,00
0	-17,30	-6,07	0,63	0,78	> 2000
1	-16,09	-5,35	0,55	1,26	250,00
2	D	D	D	D	D
3	D	D	D	D	D

D: o gerador distribuído foi desconectado pela proteção.

Uma comparação dos valores de t_{rest} entre a Tabela 5.4 e a Tabela 6.3 mostra que neste último caso (controle PV antes do ilhamento), os valores aumentaram significativamente quando se comparam os casos correspondentes: Caso 0 com o caso base, e ambos os casos 1. A explicação disso está relacionada ao tipo de carga empregado nas simulações (tipo impedância constante) e à troca de potência reativa do gerador com as cargas. No caso de controle PQ, o déficit de potência reativa é grande, o que faz com que o excesso de potência ativa aumente após o ilhamento, em função do grau de dependência das cargas com a tensão. Logo, a frequência cresce mais rapidamente do que nos casos de controle PV, em que o déficit de potência reativa após o ilhamento não é tão grande quanto nos casos de controle PQ.

O excesso de potência ativa é uma das situações mais difíceis de conseguir a operação ilhada estável, devido aos ajustes da proteção de sobrefrequência serem muito próximos da frequência nominal (60 Hz). Uma alternativa para garantir a operação ilhada nesses casos é alterar o modo de operação do gerador distribuído de maneira que a potência ativa e reativa do mesmo variem conforme muda o comportamento da carga. Esta filosofia de operação é denominada "*Load Following*" e será abordada na seção 6.3.

6.2.3 Variação do Tipo de Carga

Os casos analisados nesta seção foram os seguintes:

- Caso 0: Impedância constante, np = nq = 2.
- Caso 1: Carga mista, np = 1 e nq = 2.
- Caso 2: Carga mista, np = 2 e nq = 1.
- Caso 3: Corrente constante, np = nq = 1.

O Caso 0 corresponde ao caso base definido na seção 5.1.1 para o controle PV. Para todos os casos, a potência ativa do gerador foi mantida constante em 27 MW e a potência ativa total das cargas, em 24 MW, sendo que apenas o tipo da carga foi alterado. Lembre-se também que a alteração do modo de controle de PV para fV foi realizado 150ms após a ocorrência do ilhamento.

Os resultados são apresentados na Tabela 6.4. Cargas do tipo potência constante não foram consideradas porque houve problemas de convergência nas simulações. Observa-se que a variação da maioria dos índices segue a mesma tendência dos resultados apresentados na Tabela 5.5, seção 5.2.3, em que se simulava o controle PQ antes do ilhamento. As variações transitórias de tensão (índice ΔV_T) são menores no caso de controle PV, pois o GD já provia suporte de potência reativa para as cargas antes do ilhamento.

Comparando os índices ΔV_{RP} da Tabela 5.5 e Tabela 6.4, observa-se que nesta os valores são ligeiramente superiores que naquela. Isto acontece porque as tensões pré-ilhamento no caso de controle PQ são ligeiramente inferiores do que no caso de controle PV, causando uma redução no índice.

As diferenças mais marcantes entre os resultados obtidos para os dois modos de controle são os resultados obtidos para o índice t_{rest} e o fato de que foi possível obter operação estável da ilha para cargas tipo corrente constante (np = nq = 1). O fato de o GD estar operando em modo PV antes do ilhamento justifica esses comportamentos, uma vez que as variações de tensão após o evento não são tão intensas quanto as observadas para o caso de modo de controle PQ. Logo, mais uma vez pode-se verificar as vantagens de operação do GD em modo de controle PV.

Tabela 6.4 - Variação do tipo de carga – controle PV antes do ilhamento.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
Base	-30,10	-5,87	1,28	1,08	222,00
0	-17,30	-6,07	0,63	0,78	> 2000
1	-18,06	-6,07	0,63	0,54	> 2000
2	-19,52	-6,15	0,67	0,90	> 2000
3	-20,47	-6,06	0,68	0,60	> 2000

6.3 Gerador operando no modo de controle "*Load Following*"

O modo de controle "*Load Following*" disponibilizará potência ativa ao sistema em acordo com a demanda de carga durante o regime diário, isto é, fará a injeção de potência ativa acompanhando a curva de carga estabelecida para o sistema de energia elétrica em questão durante um determinado período de operação, como mostra a Figura 6.2. Este tipo de controle

fará a alteração da potência de saída simultaneamente às variações de carregamento local (DALKE et al., 2011). Para simular esse tipo de configuração, foram definidas duas condições: variação da potência gerada (P_G) em 10% acima do valor de carregamento do sistema; e variação da potência gerada (P_G) em 10% abaixo do valor de carregamento do sistema.

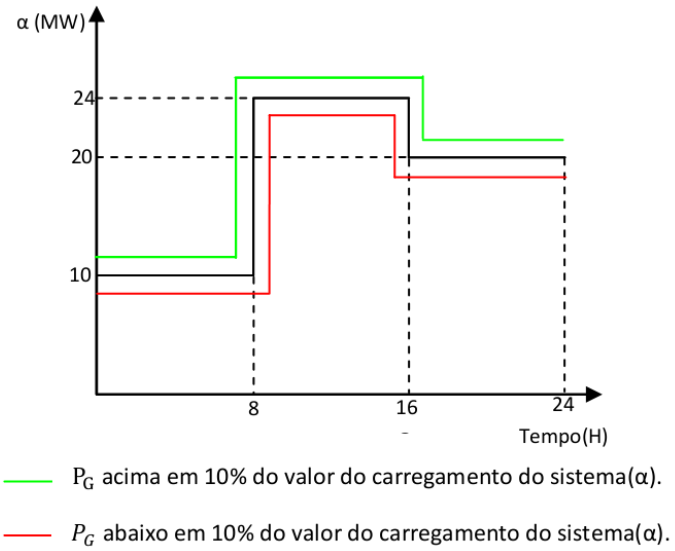


Figura 6.2 - Potência gerada (P_G) por meio do controle "*Load Following*".

As simulações são apresentadas como segue.

6.3.1 Potência gerada (P_G) maior em 10% ao carregamento do sistema (α)

Os casos analisados nesta seção foram os seguintes, considerando o gerador operando com controle PQ com potência reativa nula e o tempo de alteração do modo de controle igual a 0,15 segundo após o ilhamento:

- Caso 1: α = 24 MW - P_G = 26,4 MW;
- Caso 2: α = 20 MW - P_G = 22 MW;
- Caso 3: α = 10 MW - P_G = 11 MW.

Os resultados referentes estão apresentados na Tabela 6.5, onde ser observa a evolução positiva de todos os índices do Caso 1 para o Caso 3. De fato, a redução do carregamento do sistema já apontava uma tendência de melhoria dos índices relacionados às variações de tensão,

mas tinha como barreira o crescente excesso de potência ativa que causava a desconexão do GD por sobrefrequência, conforme pode ser observado na Tabela 5.4. Isso pode ser resolvido pela redução na potência ativa gerada, como se observou nesta seção.

Tabela 6.5 - P_G maior em 10% ao carregamento do sistema (α).

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
1	-30,07	-5,87	1,28	1,02	220,00
2	-26,35	-5,75	1,13	0,60	285,00
3	-15,35	-5,31	0,39	≈ 0,00	455,00

6.3.2 Potência gerada (P_G) menor em 10% ao carregamento do sistema (α)

Os casos analisados nesta seção foram os seguintes, considerando modo de controle PQ e tempo de conversão dos modos de controle igual a 0,15 segundo:

- Caso 1: α = 24 MW - P_G = 21,6 MW;
- Caso 2: α = 20 MW - P_G = 18 MW;
- Caso 3: α = 10 MW - P_G = 9 MW;

Os resultados estão apresentados na Tabela 6.6, em que também se observa uma evolução positiva de todos os índices, a exemplo dos resultados mostrados na Tabela 6.5.

Tabela 6.6 - P_G menor em 10% ao carregamento do sistema (α).

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
1	-29,53	-6,07	1,26	0,24	230,00
2	-25,39	-5,85	1,13	-0,04	300,00
3	-14,65	-5,31	0,31	-0,20	490,00

Comparando os resultados referentes às duas condições de operação do modo de controle "*Load Following*", o desempenho dos índices foi positivo em ambos os casos. Os afundamentos foram mais brandos e de menor duração na medida em que se reduzia a geração e o carregamento do sistema. Logo, do ponto de vista técnico, operar sob o modo "*Load Following*" é positivo para a manutenção da estabilidade da ilha formada após a ocorrência do ilhamento. Por outro lado,

questões econômicas podem desestimular este modo de operação, uma vez que o proprietário do gerador distribuído deixará de fornecer energia elétrica em sua capacidade plena.

6.4 Sistema de excitação estático

A proposta desta seção é investigar o desempenho dos índices de desempenho de ilhamento intencional onde a excitatriz tipo IEEE DC1, empregada no gerador distribuído, seja substituída por uma excitatriz com resposta mais rápida.

Os sistemas de excitação de geradores síncronos podem ser classificados em sistemas de excitação rotativos e sistemas de excitação estáticos. Os sistemas rotativos mais comuns utilizam geradores de corrente contínua ou máquinas de corrente alternada com retificadores em sua saída. Os sistemas estáticos, por sua vez, utilizam tiristores controlados, o que dispensa as unidades rotativas. Nestes, todos os principais componentes são estáticos. A alimentação do campo do gerador é feita diretamente por retificadores controlados, alimentados pelos terminais do gerador ou pelo barramento auxiliar da usina. Estes são classificados nas seguintes categorias (CALSAN, 2011):

- Sistemas de excitação com retificadores controlados alimentados pelo barramento auxiliar da instalação;
- Sistemas de excitação com retificadores controlados alimentados por transformador (ligado aos terminais do gerador);
- Sistemas de excitação com retificadores controlados de alimentação composta (correntes e tensões terminais do gerador).

Em todos os tipos são utilizados anéis coletores para a alimentação do campo do gerador através de retificadores estáticos. Diante dos critérios analisados em Calsan (2011), tempo crítico de eliminação da falta, potência crítica, nível de curto-circuito e relação X/R, o modelo IEEE ST1A apresentou melhor desempenho. Logo, este foi escolhido para avaliar os índices propostos neste trabalho. A descrição desse sistema de excitação, bem como os resultados obtidos são apresentados nas subseções seguintes.

6.4.1 Modelo IEEE ST1A

É um sistema de excitação cujo diagrama de blocos é mostrado na Figura 6.3. Neste modelo, o regulador atua diretamente no enrolamento de campo da máquina síncrona e a retificação da tensão é feita por meio de retificadores controlados (CALSAN, 2011).

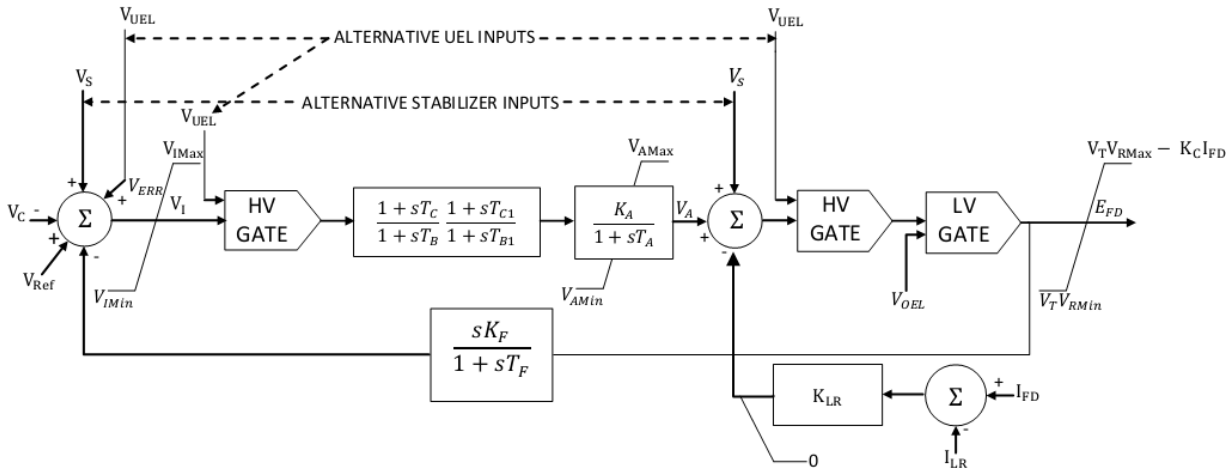


Figura 6.3 - Diagrama de blocos do modelo IEEE ST1A
Fonte : Calsan (2011)

O sinal de erro V_{ERR} ($V_{ERR} = V_{REF} - V_C$) somado ao sinal estabilizante V_S e subtraído da realimentação V_F, passa pela limitação V_{IMax} e V_{IMin} que são proporcionais à tensão terminal da máquina síncrona. Agora chamado de V_I, passa pelo controle superimposto podendo sofrer atuação do limitador de subexcitação (V_{UEL}). Este limite também pode ser representado como somador na entrada do modelo ou mesmo como controle superimposto – HV GATE – antes da saída do modelo, dependendo da configuração e do fabricante do sistema. Posteriormente ao V_{UEL}, passa pelo filtro *Lead-Lag* cujo sinal de saída vai para o regulador de tensão. Assim como V_{UEL}, o sinal estabilizante V_S pode, dependendo do fabricante, ser representado também como um somador na saída do regulador de tensão V_A.

O sinal de saída do regulador de tensão V_A limitado por V_{AMax} e V_{AMin} (valores proporcionais à tensão do secundário do transformador de excitação) é subtraído da função que representa o limite nominal da ponte retificadora, chamado de limite rápido de teto de corrente de excitação ou, em inglês *ceiling current limiter*. O valor atual da corrente de excitação I_{FD} é comparado com o valor de corrente máximo I_{LR} que a ponte retificadora pode suportar durante certo período de

tempo e passa pela constante K_{LR} (que representa o ganho proporcional do limitador rápido de teto de corrente de excitação). O tempo máximo que um valor superior a I_{LR} pode ser atingido pela corrente de excitação atual é um dado importante e sempre tratado durante a fase de projeto do sistema de excitação. Para que não haja atuação do limitador durante operação normal, a saída deste é limitada em zero.

Após uma possível atuação do limite rápido de corrente de excitação, o sinal do regulador pode sofrer atuação do limitador V_{UEL} – HV GATE – (dependendo do tipo do regulador utilizado) e também do limitador de sobreexcitação V_{OEL}, através de superimposição – LV GATE. Este sinal passa então pelos limitadores de máxima e mínima tensão de excitação (V_{RMax} e V_{RMin}), os quais são proporcionais à tensão terminal da máquina síncrona, V_T. Desta forma, dependendo do modelo de sistema de excitação utilizado, é possível eliminar os limites de tensão V_I representados no começo do modelo, uma vez que a tensão terminal é representada agora nesta limitação final. Esta limitação final também contempla a parcela referente ao chaveamento dos elementos da ponte retificadora K_C em relação ao tipo de carregamento do sistema de excitação (a reação da armadura da máquina síncrona pode causar mudanças no modo de comutação da ponte retificadora) (KUNDUR, 1994; IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2005). Por fim a nova tensão de excitação para o campo da máquina síncrona é gerada, representada por E_{FD} (CALSAN, 2011). Uma vez apresentado o sistema excitação que será testado em substituição ao utilizado até agora, tipo IEEE DC1, cabe neste momento apresentar os resultados obtidos pela simulação. Foi usado nessas simulações o mesmo sistema elétrico apresentado na Figura 3.7 e consideradas as mesmas condições do caso base. Os parâmetros empregados na excitatriz IEEE ST1A são apresentados no Apêndice B.

6.4.1.1 Variação da Potência Gerada (P_G)

Mantendo-se a potência reativa do gerador em zero e o tempo de alteração do modo de controle em 150 ms, i.e., utilizando o caso base definido na seção 5.1.1 como parâmetro de análise dos resultados, os seguintes casos foram simulados:

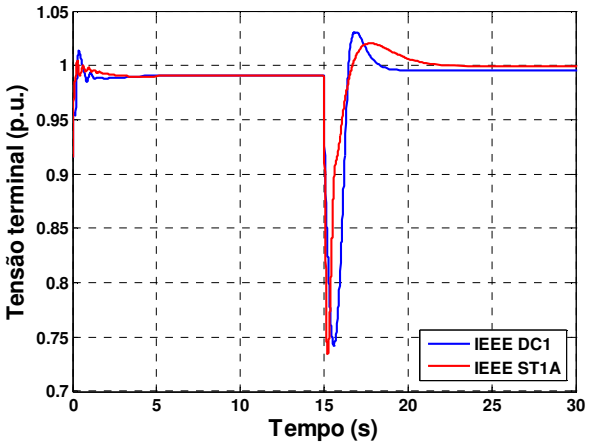
- Caso 0: P_G = 27 MW (excesso de potência ativa);
- Caso 1: P_G = 18 MW (déficit de potência ativa);

- Caso 2: P_G = 13,5 MW (déficit de potência ativa);
- Caso 3: P_G = 9,0 MW (déficit de potência ativa).

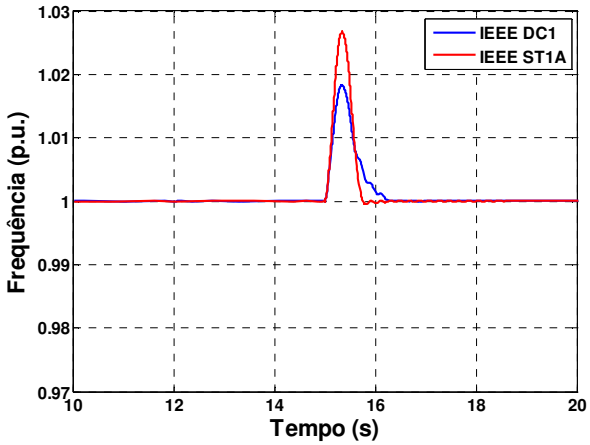
O Caso 0 possui as mesmas declarações empregadas ao caso base definido na seção 5.1.1, com exceção do modelo de excitatriz utilizada em sua simulação. Os demais casos são correspondentes aos casos 1, 2 e 3 definidos na seção 5.2.1. Para todos estes casos, utiliza-se o modelo de excitatriz estática IEEE ST1A.

Os resultados estão apresentados na Tabela 6.7. Os resultados da simulação foram muito próximos daqueles obtidos com o emprego do sistema de excitação do tipo IEEE DC1. A Figura 6.4 compara o desempenho das duas excitatrizes para as mesmas condições operativas do caso base. Pode-se observar que a resposta da excitatriz estática é mais rápida do que a excitatriz tipo IEEE DC1. No entanto, para o tempo de conversão do modo de controle igual a 150 ms (no Caso 0), a proteção do gerador atua por sobrefrequência, conforme pode ser observado pela Figura 6.4(b) e pela primeira linha da Tabela 6.7. A explicação deste comportamento se deve ao tipo de carga (impedância constante) e à característica da resposta da excitatriz estática, conforme descrito a seguir para o Caso 0: após a formação da ilha, existe o excesso de potência ativa e o déficit de potência reativa. A tensão cai mais rapidamente com o uso da excitatriz estática e isso provoca uma redução rápida da potência ativa das cargas, uma vez que estas são do tipo impedância constante. Como consequência, ocorre um aumento do excesso de potência ativa e a frequência atinge um valor maior do que quando comparado ao caso da excitatriz IEEE DC1.

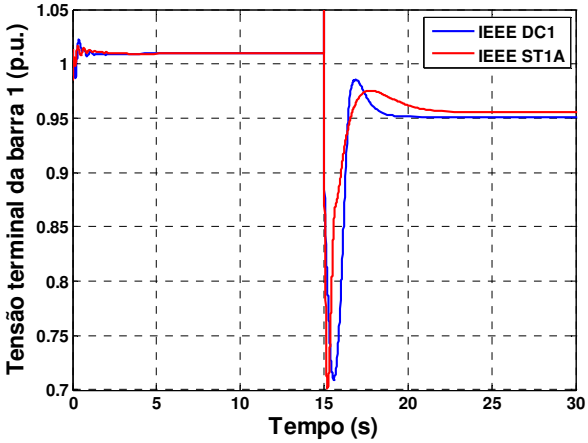
A análise da Tabela 6.7 mostra também que os valores de ΔV_T obtidos com o emprego da excitatriz estática foram maiores que aqueles mostrados na Tabela 5.2 (considerando a excitatriz IEEE DC1) para os casos correspondentes. Já quando se analisa a duração desses afundamentos de tensão, Δt_T, verifica-se um desempenho positivo, uma vez que esses tempos diminuíram significativamente em comparação aos valores da Tabela 5.2. O índice ΔV_{RP} apresentou valores bem próximos àqueles obtidos na Tabela 5.2, porém, com uma pequena diminuição. As variações de frequência por sua vez diminuíram consideravelmente quando se comparam os casos correspondentes da Tabela 5.2 e Tabela 6.7. Em relação aos valores do tempo de restrição, t_{rest}, estes apresentaram valores menores do que os observados na Tabela 5.2 para os casos correspondentes, sendo que o fator restritivo nos casos de déficit de potência ativa (casos 1 a 3) foi o ajuste de subtensão da proteção do gerador.



(a) Tensão GD.



(b) Frequência



(c) Tensão da barra 1.

Figura 6.4 – Comparação entre o desempenho da excitatriz IEEE Tipo DC1 e a IEEE ST1A, considerando as condições operativas do caso base.

Tabela 6.7 - Índices calculados considerando a variação da potência gerada – excitatriz tipo IEEE ST1A.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
0	-29,96	-5,44	0,96	1,50	142,00
1	-30,11	-5,65	0,96	-0,25	190,00
2	-29,69	-5,74	0,90	-0,46	195,00
3	-29,30	-5,74	0,53	-0,99	200,00

6.4.1.2 Variação do Carregamento do Sistema Elétrico (∝)

Os casos analisados nesta seção estão relacionados a seguir, sendo que o Caso 0 possui as mesmas definições do caso base apresentado na seção 5.1.1, porém utiliza-se o sistema de excitação estático IEEE ST1A em suas simulações:

- Caso 0: α = 24 MW;
- Caso 1: α = 20 MW;
- Caso 2: α = 10 MW;
- Caso 3: α = 30 MW.

A Tabela 6.8 apresenta os resultados das simulações. Os resultados não foram tão favoráveis para o sucesso da formação de ilhas estáveis. Em todas as situações houve atuação da proteção de sobrefrequência, desconectando o gerador do sistema de distribuição. Nas condições do Caso 0, o tempo de alteração dos modos de controle foi insuficiente e por isso o gerador foi desconectado. O t_{rest} dos casos 1 e 2 esteve abaixo de 150 ms. Estas condições deve-se à atuação da proteção de sobrefrequência, possivelmente por conta do tipo de carga presente no sistema, impedância constante.

Tabela 6.8 - Variação do carregamento do sistema elétrico – excitatriz tipo IEEE ST1A.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
0	-29,96	-5,44	0,96	1,5	142,00
1	-24,14	-5,11	0,42	1,5	115,00
2	D	D	D	D	D
3	D	D	D	D	D

D: o gerador distribuído foi desconectado pela proteção.

6.4.2 Variação do Tipo de Carga

Os casos analisados nesta seção foram as seguintes, sendo o Caso 0 correspondente ao Caso Base da seção 5.1.1:

- Caso 0: Impedância constante, np = nq = 2.
- Caso 1: Carga mista, np = 1 e nq = 2.

- Caso 2: Carga mista, np = 2 e nq = 1.
- Caso 3: Corrente constante, np = nq = 1.

Os resultados são apresentados na Tabela 6.9. Cargas do tipo potência constante não foram consideradas porque houve problemas de convergência nas simulações. A partir desses resultados percebe-se que à medida que a parte reativa da carga se torna menos dependente da tensão, a variação transitória da tensão tende e a ser mais intensa, tal como ocorreu para os resultados da Tabela 5.5, quando a excitatriz IEEE DC1 foi empregada. Este comportamento provocou a atuação da proteção de subtensão do gerador no caso de cargas do tipo corrente constante (np = nq = 1). Entretanto, havendo um tempo de alteração dos modos de controle menor que 150 ms, neste caso é 144 ms, é possível observar a formação de ilhas estáveis. Quando a parte ativa da carga se torna mais dependente da tensão (Caso 2), houve a atuação da proteção de sobrefrequência para o tempo de conversão dos modos de controle igual a 150 ms, pelos mesmos motivos explicados na seção 6.4.1.1. Entretanto, diminuindo esse tempo de conversão, pode-se obter a formação de ilhas estáveis, como se observa nas linhas da tabela marcadas em vermelho. O único caso em que foi possível avaliar os índices foi o Caso 1, mas quando comparado aos índices do Caso 1 da Tabela 5.5, observa-se que apenas o Δt_T apresentou um valor melhor.

Tabela 6.9 - Variação do tipo da carga – excitatriz tipo IEEE ST1A.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
0	-29,96	-5,44	0,96	1,5	142,00
1	-32,37	-5,35	1,05	0,96	170,00
2	-31,27	-5,61	0,95	1,5	127,00
3	35,53	-5,52	1,07	1,02	144,00

De forma geral, o emprego de um sistema de excitação com resposta mais rápida do que a IEEE DC1 provocou uma degradação dos índices de avaliação do ilhamento intencional, sobretudo nos casos em que há excesso de potência ativa na ilha formada. Além disso, o desempenho está associado ao tipo de carga, conforme observado. Logo, pode-se dizer que um dos casos mais difíceis de viabilizar o ilhamento se dá quando há excesso de potência ativa, as cargas são do tipo impedância constante e emprega-se uma excitatriz de resposta rápida.

6.5 Rejeição de Carga

Esquemas de rejeição de carga são uma potencial solução para manter a ilha energizada quando a carga é superior à capacidade de geração dos geradores distribuídos presentes no subsistema isolado. A ideia básica é promover a recuperação da frequência pelo descarte de cargas não prioritárias antes que os limites de proteção sejam atingidos e os geradores sejam desligados (GUIMARÃES, 2009). Neste contexto, esta seção visa aplicar um esquema de rejeição de cargas no sistema de distribuição para avaliar a potencialidade de manutenção da ilha energizada por meio do cálculo dos índices de desempenho.

6.5.1 Requisitos Básicos para Rejeição de Carga

Um sistema de rejeição de cargas consiste de um programa preestabelecido para desligar (rejeitar) cargas em função do balanço energético disponível no sistema de geração interna, e do grau de severidade do desbalanço de potência que tenha ocorrido no sistema. Para isto, ele deve cumprir os seguintes requisitos (GUIMARÃES, 2009):

- Rejeitar a menor quantidade possível de cargas em função de um programa de seleção das cargas pré-determinadas e da geração disponível, de forma a restabelecer o balanço carga-geração, além de assegurar que não sejam alcançados os valores críticos de subfrequência;
- Restabelecer a frequência do sistema ao seu valor nominal, ou pelo menos, a um valor dentro de uma faixa tolerável;
- Evitar distúrbio maior ou total do sistema (colapso), reduzindo a possibilidade de desligamentos em cascata das unidades geradoras remanescentes.

6.5.2 Esquema para Rejeição de Carga por Subfrequência

Um esquema sistemático de rejeição de carga é elaborado por meio das seguintes etapas:

- Estimar a porcentagem de carga do sistema elétrico que pode ser desligada;
- Estimar a sobrecarga do sistema elétrico;
- Determinar o número de estágios;

- Determinar a porcentagem de rejeição de carga por estágio;
- Determinar a frequência permitida em cada estágio;
- Verificar a coordenação dos relés de frequência;
- Verificar a coordenação da rejeição de carga.

A coordenação da rejeição de carga e a coordenação dos relés de frequência podem ser feitas por tentativas, de modo que as premissas básicas preestabelecidas sejam atingidas (GUIMARÃES, 2009).

6.5.3 Carga Total a ser Desligada

É importante determinar a quantidade adequada de carga a ser rejeitada em cada estágio. Além disso, o desligamento excessivo de cargas poderá resultar numa elevação da frequência do sistema elétrico, sem considerar os prejuízos adicionais decorrentes desta medida para os consumidores afetados. Assim sendo, para executar uma boa programação de rejeição de carga no sistema elétrico deve-se:

- Estimar a porcentagem de carga que pode ser chaveada. Esta porcentagem varia de acordo com cada sistema elétrico;
- Estimar a porcentagem de sobrecarga prevista no sistema elétrico.

Quanto ao estabelecimento da prioridade de cada carga de um sistema elétrico há diversos motivos que devem ser considerados, destacando-se (GUIMARÃES, 2009):

- Localização geográfica da carga;
- Importância política da carga;
- Histórico da carga (conhecimento prévio de sua perda sobre o sistema);
- Custo de desligamento da carga (fator econômico).

6.5.4 Números de Estágios e Porcentagem da Carga para Rejeição em Cada Estágio

A determinação da porcentagem da carga por cada estágio de rejeição é importante, pois de um modo geral o desligamento súbito de grande quantidade de carga pode causar sobretensões nos sistemas elétricos. Tomando como exemplo os sistemas industriais com geração própria, a experiência tem demonstrado que o número mais adequado de estágios é 3, implicando em agrupar as cargas em 3 níveis de prioridade (GUIMARÃES, 2009):

- Cargas de Prioridade P_0: cargas que não podem ser desligadas, consequentemente aquelas de maior prioridade, chamadas de cargas essenciais.
- Cargas de Prioridade P_1: estas correspondem àquelas que poderiam ser desligadas em uma segunda instância.
- Cargas de Prioridade P_2: correspondem àquelas que seriam desligadas em primeira instância, conhecidas como cargas não prioritárias do sistema.

O esquema pode ser ampliado, portanto, um número elevado de estágios de rejeição tem, porém o inconveniente de dificultar a operação seletiva dos diversos relés de subfrequência.

6.5.5 Aplicação da Rejeição de Carga para o Sistema em Estudo

Para proceder à análise do programa de corte de carga, foi utilizado o sistema da Figura 3.7. Contudo, o gerador distribuído foi substituído por outro com capacidade nominal de 12,5 MVA, cujos parâmetros são apresentados no Apêndice B. Ficou definido arbitrariamente que a prioridade das cargas deve obedecer à seguinte estrutura (ver Figura 6.5):

- Cargas de prioridade P_0: barra 1;
- Cargas de prioridade P_1: barra 2;
- Cargas de prioridade P_2: barra 3;
- Cargas de prioridade P_3: barras 4, 5 e 6.

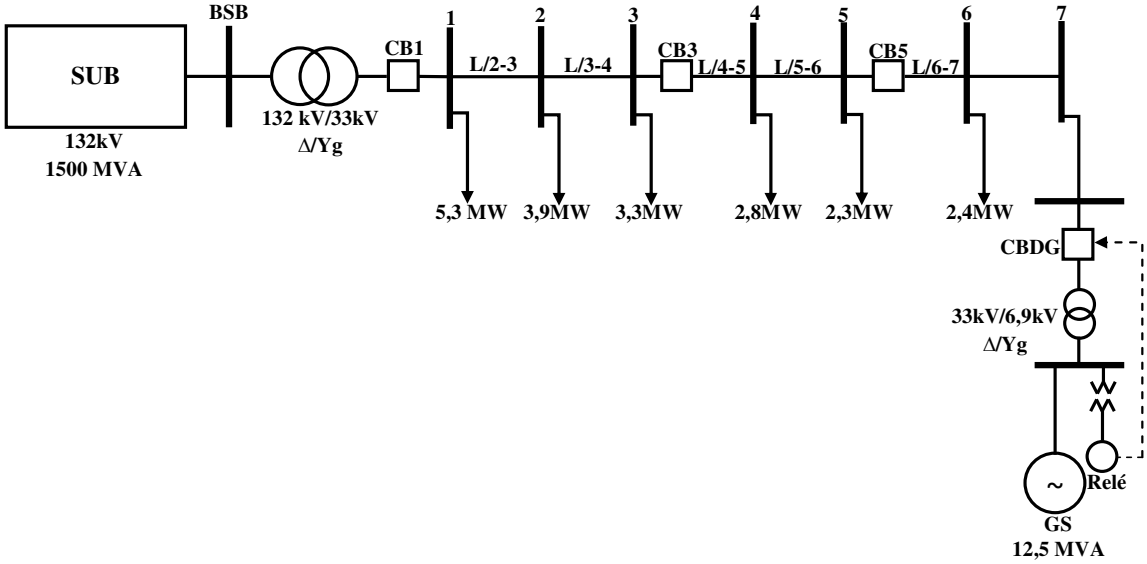


Figura 6.5 - Sistema utilizado para aplicação do esquema de rejeição de cargas.

Diante dessas condições, os seguintes casos foram analisados considerando o gerador distribuído fornecendo 12,5 MW com fator de potência unitário:

- Caso 1: Potência total de carga (P_C) = 15 MW (cada carga apresentada na Figura 6.5 foi multiplicada por 0,75). Desbalanço estimado = - 2,5 MW;
- Caso 2: Potência total de carga (P_C) = 20 MW. Desbalanço estimado = - 7,5 MW;
- Caso 3: Potência total de carga (P_C) = 24 MW (cada carga apresentada na Figura 6.5 foi multiplicada por 1,2). Desbalanço estimado = - 11,5 MW;
- Caso 4: Potência total de carga (P_C) = 30 MW (cada carga apresentada na Figura 6.5 foi multiplicada por 1,5). Desbalanço estimado = - 17,5 MW.

Ressalta-se que em todos os casos definidos anteriormente, não ocorre a formação de ilhas estáveis após a conversão dos modos de controle do GD de modo PQ para modo fV, pois a proteção de subfrequência do gerador atua.

6.5.5.1 Análise computacional

A condição operativa do gerador distribuído corresponde à condição semelhante à do caso base definido na seção 5.1.1, ou seja, o mesmo é configurado para potência reativa nula, o sistema de excitação é do tipo IEEE DC1, porém sua potência ativa será fixada em 12,5 MW.

Além disso, será considerado o tempo de alteração do modo de controle igual a 150 ms após a ocorrência do ilhamento, e que o desligamento das cargas se dará pela atuação de relés de subfrequência. O sistema de rejeição de cargas foi projetado para que a frequência do gerador não atinja o valor da proteção de subfrequência determinado na seção 5.1.1, ou seja, 57 Hz.

Por meio da realização de diversas simulações de rejeição de carga nas condições de carregamento definidas na seção anterior e visando minimizar o número de estágios de rejeição, a seguinte estratégia foi empregada neste trabalho:

- Estágio 1: 59 Hz. Rejeitar cargas de prioridade P_3;
- Estágio 2: 58,5 Hz. Rejeitar cargas de prioridade P_2;
- Estágio 3: 58 Hz. Rejeitar cargas de prioridade P_1.

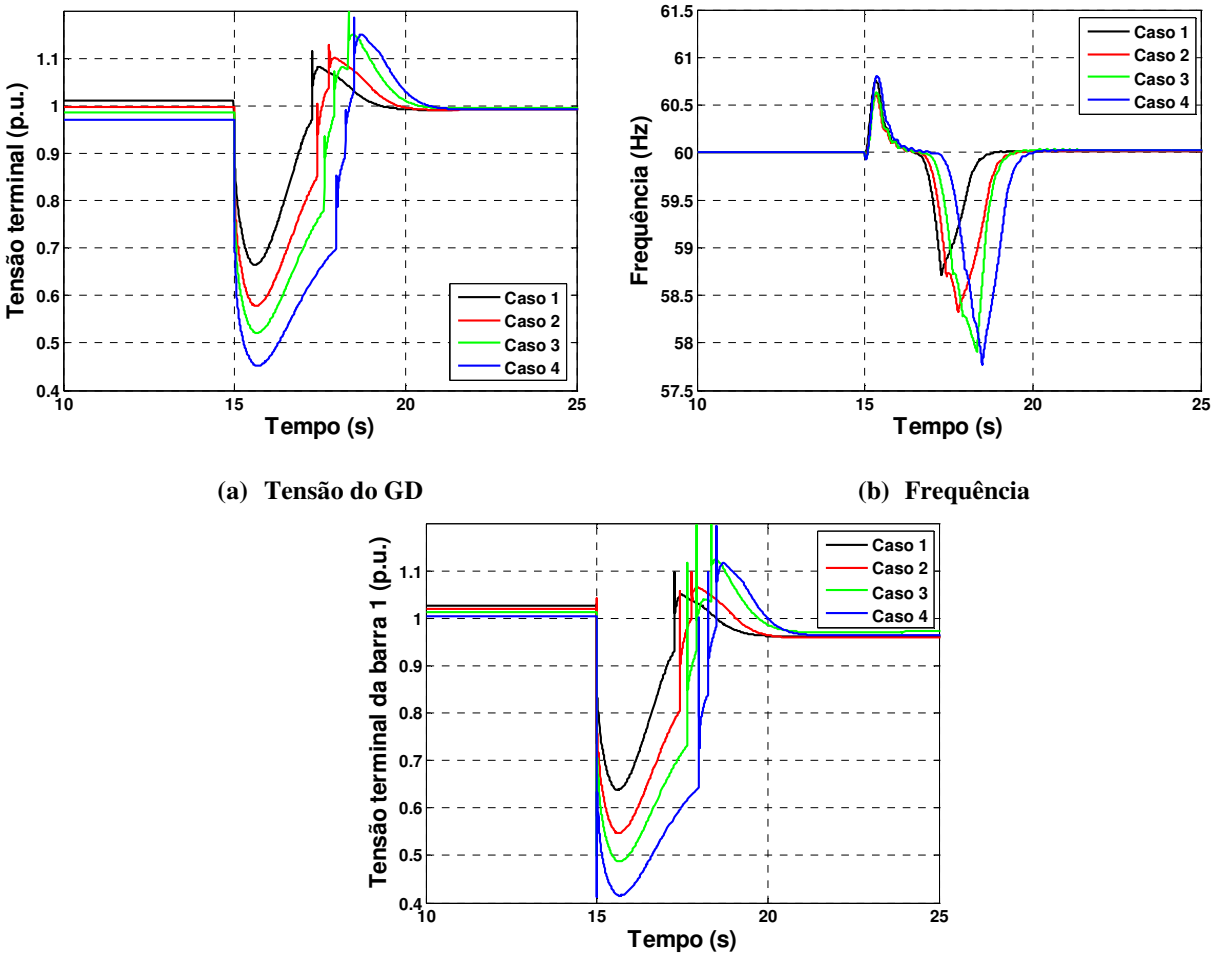
Ressalta-se que o planejamento do sistema de rejeição de cargas visou obter uma solução para atender a manutenção da estabilidade do sistema ilhado sem que o gerador distribuído fosse desconectado por subfrequência. O foco foi viabilizar um esquema de rejeição de cargas para analisar quais são os impactos causados nos índices de desempenho. Este esquema é passível de melhorias caso fossem considerados estágios adicionais de rejeição, no entanto buscar estratégias para tornar a rejeição de cargas mais eficiente está fora do escopo deste trabalho.

Os seguintes parâmetros foram definidos para a aplicação do corte de carga:

- $t_{detecção}$ (s) – tempo de realização do corte de carga para cada estágio;
- P_{CC} (MW) – montante de carga rejeitado.

A Figura 6.6 mostra os resultados para os quatro casos apontados anteriormente. A Figura 6.6(a) mostra a tensão terminal do gerador distribuído, a Figura 6.6(b) ilustra o comportamento da frequência elétrica e a Figura 6.6(c) mostra o comportamento de tensão da barra 1. Ressalta-se que o ilhamento ocorre no instante *t = 15 segundos*. Pela figura, observa-se que a frequência elétrica se recupera em todos os casos analisados. No Caso 1 foi necessária a rejeição de apenas um dos estágios de carga; no Caso 2 foi necessário rejeitar dois estágios e, nos casos 3 e 4, os três estágios foram rejeitados. Ressalta-se, no entanto, que a queda de tensão nos terminais do gerador causaria o desligamento do mesmo, caso o ajuste da proteção de subtensão permaneça em 0,70 pu, impedindo a operação ilhada. Logo, essa proteção necessita ser reajustada para viabilizar

a operação ilhada e consequente obtenção dos índices de desempenho. Portanto, será admitido que o novo ajuste seja 0,50 pu, com atuação instantânea. Observa-se também que nos casos 3 e 4 a tensão terminal do gerador viola 1,10 pu. Neste caso não é conveniente reajustar a proteção de sobretensão, caso contrário os demais equipamentos do sistema elétrico poderiam ser danificados. Os ajustes da proteção de frequência permanecem inalterados. Com isso, os índices podem ser calculados e são apresentados na Tabela 6.10. Os transitórios de chaveamento observados nas figuras não foram considerados como eventos que ativam as proteções.



(a) Tensão do GD **(b) Frequência**

(c) Tensão da barra 1.

Figura 6.6 – Resultados da rejeição de carga.

Tabela 6.10 – Índices de viabilidade considerando a rejeição de cargas.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
1	-37,87	-6,40	2,00	-1,29	320,00
2	-47,18	-5,84	2,43	-1,68	310,00
3	D	D	D	D	D
4	D	D	D	D	D

D: o gerador distribuído foi desconectado pela proteção.

A análise da Tabela 6.10 mostra que os casos 3 e 4 não resultaram em ilhas estáveis. Embora a frequência tenha se recuperado nesses casos, há a atuação da proteção de sobretensão após a rejeição da carga, conforme se observa na Figura 6.6(a). Para os casos 1 e 2, o tempo de restrição t_{rest} foi determinado por fatores diferentes. No primeiro caso, o limitante de t_{rest} foi a proteção de sobrefrequência, ao passo que no Caso 2 o fator limitante foi a proteção por subtensão. Um resumo da atuação do esquema de rejeição de cargas é apresentado na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Síntese do esquema de rejeição de cargas.

Casos	1º Estágio			2º Estágio			3º Estágio		
	$t_{detecção}$ (s)	P_{CC} (MW)	f (Hz)	$t_{detecção}$ (s)	P_{CC} (MW)	f (Hz)	$t_{detecção}$ (s)	P_{CC} (MW)	f (Hz)
1	17,28	5,63	59,0	---	---	58,5	---	---	58,0
2	17,43	7,50		17,76	3,30		---	---	
3	17,62	9,00		17,91	3,96		18,34	4,68	
4	17,99	11,25		18,24	4,95		18,49	5,85	

Um comportamento interessante pode ser observado na Figura 6.6(b). Observe que logo após a ocorrência do ilhamento, a frequência apresenta uma leve e rápida queda para, em seguida, aumentar rapidamente, muito embora haja déficit de potência ativa. Este comportamento pode ser atribuído ao modo de controle do GD antes do ilhamento (controle PQ, com Q = 0 var) e pela dependência quadrática da carga com a tensão (carga impedância constante). Quando acontece o ilhamento, a tensão cai bruscamente devido ao déficit de potência reativa, portanto, a demanda de potência ativa e reativa das cargas também cai bruscamente fazendo com que haja o excesso de potência ativa. Quando ocorre a conversão do modo de controle do GD de controle PQ para fV, o consumo das cargas aumenta, uma vez que a tensão se recupera, fazendo com que haja o déficit

da potência ativa e a queda da frequência. Para que a influência do tipo de carga fique mais evidente, uma análise mais detalhada é apresentada na seção seguinte.

6.5.5.2 Influência do Tipo de Carga

Neste tópico serão investigados os impactos da dependência das cargas com a tensão nos índices obtidos para o esquema de rejeição de cargas empregado neste capítulo. Os quatro casos definidos anteriormente serão novamente analisados. A conversão para o modo de controle fV se dá 150 ms após a ocorrência do ilhamento. Os tipos de carga testados são os seguintes:

- Cargas tipo impedância constante, np = nq = 2.
- Carga mista com np = 1 e nq = 2.
- Carga mista com np = 2 e nq = 1.
- Cargas tipo corrente constante, np = nq = 1.

Os resultados podem ser vistos na Tabela 6.12 para o Caso 1, e na Tabela 6.13 para o Caso 2. Não foram mostrados os resultados para os casos 3 e 4, pois o GD foi desconectado pela proteção de frequência ou de tensão em todas as situações avaliadas para os mesmos.

Analisando os resultados da Tabela 6.12, observa-se que o valor de ΔV_T aumenta na medida em que a parte ativa das cargas (relacionada ao expoente np) se torna menos dependente da tensão. Este comportamento pode ser atribuído ao fato de que quando np = 1 a potência ativa das cargas cai menos quando se compara ao caso em que np = 2, consequentemente a carga total é maior no primeiro caso em comparação ao segundo. Logo, a queda transitória da tensão é mais intensa no último caso, conforme se observa na segunda linha da tabela. Mas de uma maneira geral, o índice ΔV_T aumenta significativamente em comparação à primeira linha da tabela, quando apenas uma das parcelas da carga (potência ativa ou reativa) é do tipo corrente constante. Os demais índices não variaram significativamente entre os casos, com exceção de t_{rest}. Para este, o fator limitante foi a sobrefrequência quando o componente de potência ativa das cargas era do tipo impedância constante (np = 2), pois a redução brusca da carga ativa logo após o ilhamento, provoca um excesso de potência ativa que se transforma em sobrefrequência; após a conversão do modo de controle para fV, a frequência inicia o processo de queda, pois a situação se torna déficit de potência ativa na ilha formada. No caso de np = 1, a variação intensa da tensão

após o ilhamento faz com que o fator limitante para obter t_{rest} seja a subtensão experimentada pelo relé de proteção.

Com relação ao caso 2, cujos resultados são apresentados na Tabela 6.13, observa-se que ocorreu a formação de ilhas estáveis para cargas do tipo impedância constante. Para os demais tipos de carga, o gerador será desconectado por subtensão, muito embora a frequência se recupere após a rejeição das cargas.

Tabela 6.12 – Índices de desempenho considerando a rejeição de cargas – Caso 1: P_C = 15 MW.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
np = nq = 2	-37,87	-6,40	2,00	-1,29	320,00
np = 1; nq = 2	-49,33	-6,40	2,52	-1,26	220,00
np = 2; nq = 1	-46,40	-6,50	2,11	-1,33	200,00
np = nq = 1	D[1]	D	D	D	D

D: o gerador distribuído foi desconectado pela proteção.

Tabela 6.13 – Índices de desempenho considerando a rejeição de cargas – Caso 2: P_C = 20 MW.

Casos	ΔV_T (%)	ΔV_{RP} (%)	Δt_T (s)	Δf_T (Hz)	t_{rest} (ms)
np = nq = 2	-47,18	-5,84	2,43	-1,68	310,00
np = 1; nq = 2	D	D	D	D	D
np = 2; nq = 1	D	D	D	D	D
np = nq = 1	D	D	D	D	D

D: o gerador distribuído foi desconectado pela proteção.

6.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou e discutiu cinco potenciais soluções para viabilizar o ilhamento intencional não planejado de geradores síncronos distribuídos. Os índices de desempenho definidos no Capítulo 5 foram utilizados para avaliar cada uma das soluções. As principais conclusões deste capítulo são relacionadas a seguir.

- A operação do GD em modo de controle PV antes do ilhamento mostrou-se bastante favorável para garantir a estabilidade e a qualidade da energia elétrica no

[1] Desconectado pela proteção de subtensão.

sistema ilhado. Foram observados valores de t_{rest} superiores a 2 segundos, evidenciando que a alteração dos modos de controle pode ser lenta. A dependência das cargas com as variações de tensão não provocou impacto significativo nos índices de desempenho, devido ao fato de o GD já estar controlando a tensão antes do evento. Ainda para os casos apresentados neste trabalho, o fator de potência medido nos terminais do GD sempre esteve acima de 0,92, mostrando que é possível, em certos casos, operar sob o modo de controle PV;

- O modo de operação "*Load Following*" também apresentou bons resultados para os casos discutidos neste documento. Sua vantagem é evitar variações acentuadas de frequência após o ilhamento. Sua desvantagem é a limitação da potência fornecida pelo GD em períodos de baixo carregamento do sistema de distribuição;
- O emprego de uma excitatriz com resposta rápida combinada com cargas dependentes da tensão pode provocar a degradação dos índices de desempenho e até inviabilizar a operação ilhada. Recomenda-se nestes casos um estudo detalhado da natureza das cargas e a investigação mais profunda das outras potenciais soluções apontadas nesta dissertação com o intuito de viabilizar a operação ilhada;
- Finalmente, a conversão dos modos de controle de PQ para fV, aliada a um esquema de rejeição de cargas, mostrou-se uma solução viável para promover o ilhamento intencional. As análises realizadas mostraram a necessidade de reajuste das proteções no ponto de acoplamento comum para evitar o desligamento do GD. Ressalta-se que em alguns casos simulados observaram-se sobretensões superiores a 110% da tensão nominal, causando o desligamento do gerador. Este comportamento pode ser contornado ajustando-se o esquema de rejeição de cargas para cortar porções menores de carga em comparação aos casos estudados. Este procedimento não foi testado neste trabalho, pois as cargas do sistema elétrico sob estudo foram agrupadas em apenas 6 blocos. Os resultados das análises do esquema de rejeição de carga mostraram que cargas do tipo corrente constante são responsáveis pelas maiores variações transitórias de tensão, podendo provocar o desligamento do GD pela atuação dos dispositivos de proteção contra sobretensões excessivas.

Capítulo 7

Conclusões

O crescimento do uso de geradores síncronos usados em unidades de geração distribuída tem apresentado aos centros de operação do sistema de distribuição novos desafios quanto ao controle e a operação da injeção de energia na rede das concessionárias. Os sistemas de distribuição que antes eram considerados como um conjunto de redes passivas, atualmente com a existência de unidades de geração capazes de alimentar cargas externas às suas instalações, tornaram-se redes ativas quando da injeção de potência ativa nestes sistemas. Neste aspecto, atualmente é vetada a possibilidade de ocorrência de um ilhamento de parte da rede quando houver a ocorrência de distúrbios ao longo desses sistemas. Tendo como intuito a maximização das vantagens impostas pelos recursos distribuídos, a identificação de requisitos que possibilitassem o ilhamento intencional nestes sistemas de energia foi explorada neste documento.

Os resultados obtidos a partir das simulações apontam para quais condições pode-se realizar o objetivo do trabalho. A aplicação de algumas soluções que maximize o grau de disponibilidade do sistema por meio do ilhamento intencional foi bem sucedida, podendo ser citada aquela na qual o GD opera como um controlador de tensão, controle PV. Como ficou evidente a importância da carga na operação do ilhamento intencional, cabe ainda realizar a análise do comportamento destas nos instantes que antecedem e durante a formação destas ilhas estáveis, além de se estabelecer um programa de alívio de carga na condição de déficit de potência gerada.

A partir da alteração dos modos de controles do GD para o controle fV após ilhamento, já se percebe uma evolução no comportamento do sistema quando se analisa a atuação dos dispositivos de proteção que desconectam o gerador e a conformidade aos requisitos de qualidade de energia elétrica deste sistema. Mesmo ocorrendo as variações de tensões e de frequência no

sistema, essas ainda atenderam os requisitos de qualidade de energia elétrica e aquelas não foram rígidas suficientemente para que houvesse a atuação dos dispositivos de proteção presentes neste. Contudo, cabe atenção na análise do comportamento do sistema quando se faz a alteração do modo de controle conjuntamente com as situações de variação da potência gerada (P_G), variação do carregamento do sistema e variação do tipo de carga presente. Percebeu-se a partir das simulações que existe um equilíbrio adequado dessas variações para cada situação, e que mesmo existindo um progresso com a alteração dos modos de controle, é preciso ajustes adequados dessas variações para a maximização dos resultados positivos do procedimento de ilhamento intencional.

Operar o gerador como regulador de tensão pode resultar em valores positivos referentes à magnitude e a duração dos afundamentos de tensões. Agora, isso é influenciado pelo grau de dependência que estas cargas têm em relação à tensão. O que de certa forma beneficie cargas com dependência elevada em relação à tensão, poderá não suscitar em resultados positivos às cargas com menor dependência da tensão. Além disso, operar o gerador como regulador de tensão pode acarretar em prejuízos devido ao baixo fator de potência. Por tudo isso, esse tipo de operação exigirá análise estratégica dos riscos na tomada de decisão por parte do proprietário do gerador distribuído. A operação do gerador no modo de controle "*Load Following*" possibilitou bons resultados referente aos índices de frequência e o tempo de restrição. Isso significa que nas situações em que se enfrentam variações severas de frequência, operar nesta configuração, pode-se resultar em condições favoráveis ao ilhamento intencional.

O emprego dos sistemas estáticos de excitação, para este caso, o modelo IEEE ST1A resultou em redução significativa do tempo dos afundamentos de tensão. Entretanto, a magnitude desses afundamentos foi igual e em alguns casos bem mais severos que aqueles obtidos com o modelo DC-1.

Por último, foi analisada a condição de déficit de injeção de potência ativa no sistema devido ao aumento de carga no sistema. O programa de alívio de carga analisado atendeu satisfatoriamente as condições para que se estabelecesse o equilíbrio carga-geração. Para todas as condições simuladas, o corte de carga, dependendo de mais ou menos estágios de corte de carga, sempre retornou o sistema à sua estabilidade, no entanto a proteção de subtensão precisou ser alterada para manter o gerador em funcionamento. Além disso, nos casos de carregamento mais

elevado, verificou-se a inviabilidade de manutenção da ilha devido a sobretensões excessivas causadas pelo corte de carga. Acredita-se que este problema pode ser resolvido por meio de um esquema de rejeição de cargas com estágios de rejeição que envolvam menores cortes.

Em suma, podem-se apontar as seguintes contribuições principais deste trabalho:

- A proposição de um procedimento para avaliar a viabilidade de ilhamentos intencionais não planejados visando a manutenção da estabilidade e da qualidade da energia elétrica na ilha formada. Aliado ao procedimento, foram propostos índices de desempenho que permitem avaliar qualitativamente o desempenho do sistema ilhado e que se mostraram uma ferramenta interessante para comparar diferentes condições operativas;
- A dependência das cargas em relação à tensão mostrou-se um fator determinante na formação de uma ilha estável na maioria dos casos analisados. No geral, cargas menos dependentes da tensão causam variações mais intensas da tensão e da frequência no período de transição entre a operação paralela e a operação ilhada do gerador distribuído. Com isso, aumenta-se a probabilidade de que o mesmo seja desconectado pela atuação de suas proteções. Logo, uma análise apurada da carga é necessária para avaliar o ilhamento intencional com maior segurança;
- As análises efetuadas neste documento mostraram que os procedimentos realizados podem auxiliar a definir ajustes das proteções do gerador distribuído, conforme apresentado quando se analisou o esquema de rejeição de cargas;
- Com relação às potenciais soluções analisadas, pode-se destacar a operação em modo de controle PV, a qual se mostrou bastante promissora para viabilizar o ilhamento intencional na maioria dos casos avaliados. Soluções como o modo de operação "*Load Following*" e o esquema de rejeição de carga também mostraram-se viáveis, cada um com suas particularidades, vantagens e desvantagens. Além disso, o emprego combinado das potenciais soluções apresentadas pode melhorar os índices; por exemplo, a aplicação do controle PV com a excitatriz IEEE ST1A;
- Observou-se que o uso de sistemas de excitação do GD com rápida resposta provocou a degradação dos índices de desempenho, sendo que um dos principais

fatores para isso foi o tipo das cargas (dependência com a tensão). Neste caso, torna-se mais importante uma análise das cargas para proceder à avaliação do ilhamento intencional com maior confiabilidade.

7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Esse trabalho não se complementa por si, e não é o suficiente para eliminar grande parte dos desafios relacionados ao grande tema ilhamento intencional de geradores síncronos distribuídos. Alguns assuntos que de certa forma aqui não foram tratados e que são tão necessários nas considerações finais do projeto de pesquisa, ainda poderão orientar futuros trabalhos. Diante disso, cabe neste momento fazer algumas sugestões de possíveis trabalhos futuros que poderão desdobrar-se desta:

- Analisar situações de vários geradores distribuídos presentes na ilha, no caso de operação de micro-redes;
- Verificar a necessidade de alteração dos ajustes dos relés de sobrecorrentes, tendo em vista que a mudança do sistema da condição de paralelo para ilhado pode alterar os níveis de curto-circuito do sistema;
- Estabelecer um programa de alívio de cargas por meio de dados da taxa de variação de frequência em acordo com o conceito de carga personalizada estabelecida pelo cliente no momento da definição dos contratos de disponibilidade de energia;
- Analisar a aplicação de dispositivos de controle de tensão tais como reguladores automáticos e bancos de capacitores ao longo do sistema de distribuição como controle complementar ao sistema de excitação do GD;
- Analisar todos os aspectos anteriormente relacionados considerando uma modelagem mais detalhada do sistema elétrico: assimetria das linhas de distribuição e desbalanceamento das cargas;

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2010). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST.** Brasília, Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição.

_____. (2012). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Brasília. Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição.

_____. (2012). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST.** Brasília. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.

BARSALI, S. et al. (2012). Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, v.2.

CALSAN, M. (2011). **Análise de desempenho dinâmico de sistemas de excitação para geradores síncronos em plantas de geração distribuída.** 146 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

CHOWDHURY, S.P. et al. (2008). Islanding protection of distribution systems with distributed generators — a comprehensive survey report. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008, Pittsburgh. **Proceedings…** New York: IEEE.

CHUI, F. T.; CROSSLEY, P.A. (2008). Control of multiple distributed generators for intentional islanding. In: CIRED SEMINAR 2008: smartgrids for distribution, 2008, Frankfurt. Paper 0125.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. (2007). **Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL**. Disponível em:< http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=l8Ugc73wg4I%3D&tabid=1417&mid=2064>. Acesso em: 2 mar. 2013.

DALKE, G. et al. (2011). Risks from utility supply disruption. **IEEE Industry Applications Magazine**, v.17, n.1, p.47-56.

EHRENSPERGER, J. G. **Sistema de medição fasorial**: estudo e análise do estado da arte. Florianópolis: UFSC, 2003. (Relatório Técnico, LabPlan RT - 01/2003).

FERNANDES, T. C. C. (2012). **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída.** 128 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

FREITAS, W. et al. (2006). Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE Transaction on Power Systems**, v.21, n.1, p. 301-311.

GOMEZ, J.C.; MORCOS, M.M. (2008). Distributed generation: exploitation of islanding operation advantages. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: Latin America, 2008, Bogota. **Proceedings…** New York: IEEE. p.1-5.

GREWAL, D.S.; DUGGAL, K.; SOOD, V.K. (2011). Impact of islanding and resynchronization on distribution systems. In: IEEE ELECTRICAL POWER AND ENERGY CONFERENCE, 2011, Winnipeg. **Proceedings...** New York: IEEE. p.6-10.

GUIMARÃES, G. C. (2009). **Apostila de dinâmica de sistemas elétricos**. Uberlândia: UFU. Disponível em:<http://www.feelt.ufu.br/pasta.php?id=NDExNjM5>. Acesso em: 5 out. 2012. Apostila

HASHIESH, F. et al. (2012). A Wide area synchrophasors based controlled islanding scheme using bioinformatics toolbox. . In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE, 2012, Birmingaham. **Proceedings…** New York: IEEE.

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

HYDRO ONE NETWORKS. (2009). Distributed generation technical interconnection requirements: Interconnection at Voltages 50 kV and Below. [S.l.:s.n.].

HYDRO-QUÉBEC; TRANSÉNERGIE TECHNOLOGIES (2011). **SimPowerSystems for use with simulink**: user's guide version R2010a. Disponível em:<http://www.mathworks.com>. Acesso em: 11 Apr. 2011.

IEEE TASK FORCE (1993). Load representation for dynamic performance analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, p. 472-482.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS STANDARD ASSOCIATION. (2011). **1547.4-2011:** IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. New York. p.1-54.

_____. (2003). **1547-2003**: IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. New York. p. 1-16.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS STANDARD STANDARDS BOARD. (2006). **421.5-2005**: IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. [S.l.]

JENKINS, N. et al. (2000). **Embedded generation**. London: IEEE. (IET Power and Energy Series 31).

JOUYBARI-MOGHADDAM, H.; HOSSEINIAN, S.H.; VAHIDI, B. (2012). Active distribution networks islanding issues: an introduction. In: CONFERENCE INTERNATIONAL ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 12, 2012. **Proceedings…** Tehran: Institute of Electrical and Electronics Engineers Standard Association. p.719-724.

JYRINSALO, J.; LAKERVI, E.(1993). Planning the islanding scheme of a regional power producer, In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 12, 1993, Birmingham. **Proceedings…** Birmingham: Institute of Electrical and Electronics Engineers Standard Association. v.4, p. 17-21.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M.R.; LEHN, P.W. (2005). Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.20, n.1, p. 248-257.

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

LONDERO, R.R. et al. (2010). Planned islanding for Brazilian system reliability. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2010, New Orleans. **Proceedings…** New York: IEEE. P.1596-1601.

MAHAT, P.; ZHE C.; BAK-JENSEN, B. (2010). Underfrequency load shedding for an islanded distribution system with distributed generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.25, n.2, p.911-918.

NIGIM, K.A.; HEGAZY, Y.G. (2003). Intention islanding of distributed generation for reliability enhancement. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, v.4, p. 13-17.

PADILHA. L. N. (2010). **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos**. 143 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

PARNIANI, M.; NASRI, A. (2006). SCADA based under frequency load shedding integrated with rate of frequency decline. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montereal. **Proceedings…** New York: IEEE.

PILO, F.; CELLI, G.; MOCCI, S. (2004). Improvement of reliability in active networks with intentional islanding. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE OF THE ELECTRIC UTILITY DEREGULATION, RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 2000,

2004, London. **Proceedings...** London: Institute of Electrical and Electronics Engineers Standard Association. v.2, p. 474- 479.

SALIM, R. H. (2011). **Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos.** 200 f. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

TRINDADE, F. C. L.(2009). **Análise dos sistemas de proteção e controle de instalações industriais com geradores síncronos durante operação ilhada.** 106 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

VIEIRA, J.C.M. et al.(2008). An Investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.23, n.2, p.593-600.

VIEIRA JUNIOR., J. C. M. (2006). **Metodologia para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.** 208 f. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

WALLING, R.A.; MILLER, N.W. (2002). Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, v.1, p.92-96.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. (2004). **An Assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for Canada**. Canadá: Natural Resources Canada. (Report #CTEC-Varennes 2004-074 (TR), CANMET Energy Technology Centre – Varennes).

YU CHEN; ZHAO XU; OSTERGAARD, J. Frequency analysis for planned islanding operation in the Danish distribution system – Bornholm. In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 43, 2008, Lyngby. **Proceedings…** Lyngby: [S.n]. p.1-5

ZEINELDIN, H.H. et al. (2006). Impact of intentional islanding of distributed generation on electricity market prices. **IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, v.153, n.2, p.147.

Apêndice A

Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos

Artigos publicados com relação direta ao tema deste trabalho:

- LIMA, R. L.; L.; SGUACABIA, R. R.; R.; VIEIRA, JOSE C. M. Análise dos Requisitos Técnicos de Controle e de Qualidade da Energia Elétrica para Viabilizar a Operação Ilhada de Geradores Síncronos Distribuídos. In: 10th International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2012, 2012, Fortaleza. Anais, 2012.

Artigos publicados indiretamente relacionados ao tema deste trabalho:

- LIMA, R. L.; L.; NASCIMENTO, K. V.; V.; VIEIRA JUNIOR, J. C. M. Caracterização de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos. *In: IX Conferência Brasileira sobre a Qualidade da Energia Elétrica (IX CBQEE)*, 2011, Cuiabá. Anais, 2011.
- NASCIMENTO, K. V.; LIMA, R. L.; L.; L.; VIEIRA JUNIOR, J. C. M.. Análise de Variações de Tensão em Sistemas Elétricos Causadas pela Desconexão de Geradores Distribuídos. In: *The 9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2011*, 2011, Mar del Plata- Argentina, Anais, 2011.

Apêndice B

Dados do Sistema Elétrico

Esta seção tem como objetivo apresentar os dados utilizados nos mais variados equipamentos e/ou dispositivos utilizados para os estudos desta dissertação de mestrado. Os modelos computacionais destes elementos já foram apresentados no Capítulo 3 .

B.1 – Os dados do sistema elétrico da Figura 3.7 são apresentados por meio das tabelas a seguir. Os dados das cargas são apresentados na própria figura.

Tabela B.1 – Potência de curto-circuito trifásico na subestação (SUB).

Tensão Nominal (kV)	Potência de Curto-Circuito (MVA)	Resistencia (Ω)	Indutância (mH)
132,00	1500,00	0	30,80

Tabela B.2 - Dados da linha de distribuição.

Barra inicial	Barra final	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,28	1,27
2	3	0,25	1,13
3	4	0,16	0,70
4	5	0,13	0,56
5	7	0,09	0,42

Tabela B.3 - Dados dos transformadores.

Dado	Transformador 132kV/33 kV	Transformador 33 kV/6,90 kV
Potência nominal (MVA)	50	40
Enrol. primário	Δ	Δ
Enrol. secundário	$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$
Tensão primário (kV)	132	33
Tensão secundário (kV)	33	6,9
Resistência (pu)	0	0
Reatância (pu)	0,1	0,04

Tabela B.4 - Dados do gerador síncrono de 30 MVA.

Dado	Valor
Pares de polos	2
Potência nominal (MVA)	30
Tensão nominal (kV)	6,9
Constante de inércia (s)	1,5
Xd (pu)	1,4
X'd (pu)	0,231
X"d (pu)	0,118
Xq (pu)	1,372
X'q (pu)	0,8
X"q (pu)	0,118
T'do (s)	5,5
T"do (s)	0,05
T'qo (s)	1,25
T"qo (s)	0,19
Resistência do estator (pu)	0,0014
Reatância de dispersão (pu)	0,05

Tabela B.5 - Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão. (modelo DC-1).

Dado	Valor
Tr (s)	0,005
Ka	200
Ta (s)	0,1
Ke	1
Te (s)	0,65
Kf	0,048
Tf (s)	0,95
V_{RMAX} (pu)	6
V_{RMIN}	-6

Tabela B.6 - Dados do controlador de velocidade.

Dado	Valor
Isocrono	0,001
Kp	1
Rp	0,05
Dz	0
Tsr	0,001
Tsm	0,005
Vgmin	-10
Vgmax	10

B.2 – Será apresentado nesta o sistema utilizado na seção 6.4, onde há análise do comportamento do modelo do sistema de excitação estático IEEE ST1A. Como se utiliza o sistema elétrico da Figura 3.7 e este já tendo sido apresentado, cabe agora apenas apresentar os dados do próprio modelo IEEE ST1A.

Tabela B.7 - Dados do sistema de excitação e do regulador de tensão. (modelo IEEE-ST1A).

Dado	Valor
Tr (s)	0,005
Rc	0
Xc	0
Tb(s)	15
Tc(s)	1
Tb1(s)	0,001
Tc1(s)	0,79
Ka	210
Ta	0,1
VRmin	-6,7
VRmax	7,8
Kf	0,001
Tf	0,1
Kc	0,1
Vt0	1
Vf0	1,90994

B.3 – Para simular o programa de rejeição de carga apresentado na seção 6.5, foi utilizado o sistema apresentado na Figura 3.7. A diferença entre os sistemas refere-se ao gerador síncrono e o transformado que o conecta ao sistema de subtransmissão.

Tabela B.8 - Dados do gerador síncrono de 12,5 MVA.

Dado	Valor
Pares de polos	2
Potência nominal (MVA)	12,5
Tensão nominal (kV)	11,5
Constante de inércia (s)	2,0
Xd (pu)	2,393
X'd (pu)	0,305
X"d (pu)	0,216
Xq (pu)	1,209
X'q (pu)	0,221
X"q (pu)	0,050
T'do (s)	7,19
T"do (s)	0,052
T"qo (s)	0,202
Resistência do estator (pu)	0,0039

Tabela B.9 - Dados dos transformadores.

Dado	Transformador 132kV/33 kV	Transformador 33 kV/11,5 kV
Potência nominal (MVA)	50	15
Enrol. primário	Δ	Δ
Enrol. secundário	$Y_{aterrado}$	$Y_{aterrado}$
Tensão primário (kV)	132	33
Tensão secundário (kV)	33	11,5
Resistência (pu)	0	0
Reatância (pu)	0,1	0,02