

Sérgio Oliveira Pitombo

Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento 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
2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

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

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

P685p Pitombo, Sérgio Oliveira
Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores
síncronos distribuídos / Sérgio Oliveira Pitombo ;
orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- São
Carlos, 2010.

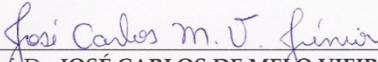
Dissertação (Mestrado-Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.


1. Sistemas elétricos de potência. 2. Geração
distribuída de energia elétrica. 3. Ilhamento. 4.
Proteção adaptativa. 5. Máquina síncrona. I. Título.

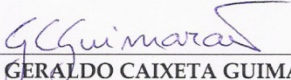
FOLHA DE JULGAMENTO


Candidato: Engenheiro SERGIO OLIVEIRA PITOMBO.

Dissertação defendida e julgada em 02/07/2010 perante a Comissão Julgadora:


Prof. Dr. **JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR** – (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP) APROVADO


Prof. Dr. **ROGÉRIO ANDRADE FLAUZINO**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP) APROVADO


Prof. Dr. **GERALDO CAIXETA GUIMARÃES**
(Universidade Federal de Uberlândia/UFU) APROVADO


Prof. Titular **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Dedicatória

À minha família, principalmente a minha esposa Deyse pela compreensão, incentivo e carinho, a minha filha Nathália por suportar a minha ausência em vários momentos da sua vida e a minha querida mãe.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior, pela oportunidade, atenção e pela excelente orientação do Mestrado.

Aos amigos Daniel, Janison e Marcelo pela amizade e boa convivência durante todo o mestrado.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de Mestrado.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq pela concessão da bolsa de Mestrado.

Sumário

RESUMO	13
ABSTRACT	15
LISTA DE FIGURAS	17
LISTA DE TABELAS	21
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS	25
CAPÍTULO 1	27
INTRODUÇÃO	27
1.1 Objetivos e Justificativas	31
1.2 Estrutura do Documento	32
CAPÍTULO 2	35
TÉCNICAS EMPREGADAS NA DETECÇÃO DE ILHAMENTO	35
2.1 Técnicas de Detecção de Ilhamento em Geração Distribuída	35
2.1.1 <i>Técnicas Remotas</i>	36
2.1.2 <i>Técnicas Locais</i>	37
2.1.2.1 <i>Técnicas Ativas</i>	37
2.1.2.2 <i>Técnicas Passivas</i>	37
2.2 Considerações Finais	43
CAPÍTULO 3	45
MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO	45
3.1 O SimPowerSystems	45
3.2 Modelagem dos Componentes da Rede	47
3.2.1 <i>Gerador Síncrono</i>	47
3.2.1.1 <i>Excitatriz</i>	49
3.2.1.2 <i>Regulador de Tensão</i>	50
3.2.1.3 <i>Regulador de Potência Reativa ou de Fator de Potência</i>	50
3.2.2 <i>Alimentadores</i>	50
3.2.3 <i>Transformadores</i>	50
3.2.4 <i>Cargas</i>	51
3.3 Sistema Elétrico	52
3.3.1 <i>Relés Baseados em Medidas de Frequência</i>	55
3.3.1.1 <i>Proteção de Frequência</i>	55
3.3.1.2 <i>Proteção de Taxa de Variação de Frequência</i>	57
3.4 Considerações sobre a Influência de Cargas do Tipo Impedância Constante no Desempenho dos Relés Baseados em Medidas de Frequência	58

CAPÍTULO 4.....	63
METODOLOGIA ADAPTATIVA BASEADA EM SIMULAÇÕES DINÂMICAS.....	63
4.1 Resultados.....	67
4.2 Aplicações da Metodologia Adaptativa	72
4.2.1 <i>Alteração do Modo de Controle da Excitatriz do Gerador Distribuído</i>	72
4.2.1.1 Função de proteção de frequência	72
4.2.1.2 Função de proteção de taxa de variação de frequência.....	74
4.2.2 <i>Variação do Carregamento do Gerador Distribuído.....</i>	75
4.2.2.1 Função de proteção de frequência	75
4.2.2.2 Função de proteção de taxa de variação de frequência.....	77
4.2.3 <i>Alteração do Ponto de Desconexão com a Rede Elétrica.....</i>	79
4.2.3.1 Função de proteção de frequência	80
4.2.3.2 Função de proteção de taxa de variação da frequência.....	85
4.3 Considerações Finais	89
CAPÍTULO 5.....	91
METODOLOGIA ADAPTATIVA: ABORDAGEM ANALÍTICA	91
5.1 Revisão das Fórmulas Analíticas.....	91
5.1.1 <i>Proteção de Sub/Sobrefrequência</i>	93
5.1.2 <i>Proteção de Taxa de Variação de Frequência.....</i>	94
5.1.3 <i>Fórmulas Empíricas para Casos Genéricos</i>	95
5.1.3.1 Proteção de sub/sobrefrequência	96
5.1.3.2 Proteção de taxa de variação de frequência.....	97
5.2 Análise de Desempenho das Fórmulas Empíricas	97
5.2.1 <i>Correção das Fórmulas Empíricas</i>	101
5.2.2 <i>Análise dos Resultados.....</i>	102
5.3 Proposição da Metodologia Analítica	108
5.4 Aplicação da Metodologia Adaptativa Analítica	111
5.4.1 <i>Excitatriz Configurada para Controle da Tensão Terminal do Gerador</i>	112
5.4.1.1 Abertura do dispositivo de seccionamento CB1.....	112
5.4.1.2 Abertura do dispositivo de seccionamento CB3.....	115
5.4.1.3 Abertura do dispositivo de seccionamento CB5.....	117
5.4.2 <i>Excitatriz Configurada para Controle da Potência Reativa do Gerador</i>	119
5.4.2.1 Abertura do dispositivo de seccionamento CB1.....	119
5.4.2.2 Abertura do dispositivo de seccionamento CB3.....	123
5.4.2.3 Abertura do dispositivo de seccionamento CB5.....	126
5.4.3 <i>Generalização para Qualquer Dispositivo de Seccionamento</i>	127
5.4.3.1 Excitatriz configurada para controle da tensão terminal do gerador	128
5.4.3.2 Excitatriz configurada para controle da potência reativa do gerador	131
5.5 Considerações Finais	133
CAPÍTULO 6.....	135
CONCLUSÕES	135

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
ANEXO A.....	141
DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO.....	141
ANEXO B.....	147
FÓRMULAS DA METODOLOGIA ANALÍTICA	147
ANEXO C.....	153
PUBLICAÇÕES	153

Resumo

Pitombo. S. O. Proteção Adaptativa Anti-ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos, 2010. 155 f. Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Paulo.

A expansão de geração distribuída nos sistemas de distribuição e de subtransmissão de energia elétrica em todo o mundo tem sua origem na reestruturação do setor elétrico, na necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, nos avanços tecnológicos, nos incentivos governamentais e na maior conscientização sobre conservação ambiental. Com tal expansão, surge a necessidade de avaliar os impactos dessa forma de geração na operação das redes elétricas, principalmente das redes de distribuição, as quais foram inicialmente projetadas para operar considerando apenas a subestação de distribuição como fonte de energia. Entre esses impactos, um importante item a considerar é a detecção de ilhamento. Tal ocorrência é altamente indesejada pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica as quais estabelecem que os proprietários de geradores distribuídos devem instalar um sistema de proteção capaz de detectar ilhamentos. Dentre os métodos empregados para detecção de ilhamento os mais comuns para este propósito são os relés baseados em medidas de frequência (relé de sub/sobrefrequência, relé de taxa de variação de frequência). Tais dispositivos são fortemente dependentes do desbalanço de potência ativa na rede ilhada e podem falhar caso esses desbalanços sejam pequenos. Ressalta-se que o comportamento variável da carga em sistemas de distribuição e a possibilidade de formação de diversas ilhas podem originar diferentes níveis de desbalanço de potência ativa e reativa. Conseqüentemente, pode haver vários cenários de operação em que os relés previamente citados falharão em detectar ilhamento. Neste contexto, esta dissertação de Mestrado propõe metodologias de proteção adaptativa anti-ilhamento aplicadas a relés baseados em medidas de frequência, que visem a proteção do sistema elétrico e do gerador distribuído na maioria das condições de desbalanço de potência ativa e reativa que possam ocorrer na rede elétrica. Os geradores distribuídos a serem analisados são do tipo síncrono devido a sua grande utilização em pequenas centrais hidroelétricas e térmicas. São propostas duas metodologias: uma baseada em simulações dinâmicas e outra baseada em fórmulas analíticas. Os resultados obtidos foram satisfatórios para vários cenários de operação de um gerador distribuído conectado em uma rede de distribuição. Além disso, as vantagens e limitações de cada método são apresentadas e discutidas.

Palavras-Chave: geração distribuída, ilhamento, proteção adaptativa, máquina síncrona.

Abstract

Pitombo. S. O. Adaptive Anti-Islanding Protection of Distributed Synchronous Generators, 2010. 155 p.. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Paulo.

Distributed generation expansion worldwide has been caused by the deregulation of the electricity sector, by the necessity to explore different energy resources, by technological advances, by government incentives and by environmental concerns associated with energy production. Such expansion brings the necessity to assess the impacts caused by distributed generators on the distribution systems, which were designed to operate considering the utility substation as the only power source. Among these impacts, one that deserves major attention is islanding detection. Utilities recommend that distributed generators' owners provide efficient anti-islanding protection installed at the point of common coupling between the generator and the grid. Common anti-islanding protection schemes are composed by frequency-based relays (standard frequency relay and/or rate of change of frequency relay). These devices are strongly dependent on the active power imbalance in the islanded system and they can fail to detect an islanding condition if such power imbalance is small. Therefore, it is worth pointing that the variable power consumption of the distribution system's loads and the possibility of creating several energized islands can originate different power imbalance levels. Consequently, there may be various operating scenarios in which the frequency-based relays will fail to detect islanding. In this context, this work proposes adaptive methods to adjust frequency-based relays in order to provide effective anti-islanding protection considering different power imbalance levels. Synchronous generators are studied, since their wide application in distributed generation plants, such as small hydro and thermal power plants. Two methods are proposed: one is a simulation-based method and the other is based on analytical formulas. Both methods presented good results considering all the operating scenarios tested with a distributed generator connected to a distribution system. Furthermore, their advantages and limitations are presented and discussed.

Keywords: distributed generation, islanding, adaptive protection, synchronous machine.

Lista de Figuras

Figura 1 – O impacto da variação do carregamento do sistema na detecção do ilhamento.	31
Figura 2 - Diagrama de blocos do método de detecção de ilhamento proposto em [11].	39
Figura 3 – Interconexão de modelos lineares e não-lineares.	46
Figura 4 – Modelo elétrico do gerador síncrono ([24]).	47
Figura 5 – Esquema de controle de excitação de um gerador síncrono.	49
Figura 6 – Circuito equivalente do modelo do transformador.	51
Figura 7 – Diagrama unifilar do sistema elétrico.	53
Figura 8 – Curvas de cargas diárias – potência ativa.	54
Figura 9 – Curvas de carga diárias – potência reativa.	55
Figura 10 – Diagrama esquemático de um gerador síncrono equipado com um relé baseado em medida de frequência operando em paralelo com a concessionária.	56
Figura 11 – Diagrama de blocos da função de proteção de sub/sobrefrequência.	57
Figura 12 – Diagrama de blocos da função de proteção de taxa de variação de frequência.	58
Figura 13 – Tensão do gerador distribuído. Abertura de CB1 em $t = 0,1$ segundo.	60
Figura 14 – Frequência do sistema ilhado. Abertura de CB1 em $t = 0,1$ segundo.	60
Figura 15 – Taxa de variação de frequência do sistema ilhado. Abertura de CB1 em $t = 0,1$ segundo.	61
Figura 16 - Curvas de desempenho da proteção de sub/sobrefrequência.	64
Figura 17 – Diagrama esquemático da metodologia proposta.	66
Figura 18 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.	69
Figura 19 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.	71
Figura 20 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.	73
Figura 21 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.	74
Figura 22 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.	76
Figura 23 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.	77

Figura 24 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.	78
Figura 25 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.	79
Figura 26 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.	80
Figura 27 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.	81
Figura 28 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.	84
Figura 29 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.	85
Figura 30 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.	87
Figura 31 – Desempenho do da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3 e CB5.	88
Figura 32- Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.	92
Figura 33 – Modelo computacional da função de proteção de taxa de variação de frequência.	94
Figura 34 – Comparação das curvas de desempenho para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.	100
Figura 35 - Comparação das curvas de desempenho para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.	100
Figura 36 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.	103
Figura 37 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.	103
Figura 38 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.	104
Figura 39 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.	105

Figura 40 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.....	106
Figura 41 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.....	106
Figura 42 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.....	107
Figura 43 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa. ...	108
Figura 44 – Sistema elétrico empregado.	143
Figura 45 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE Tipo 1.....	145

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Classes de Consumidores	53
Tabela 2 – Ajustes da proteção de sub/sobrefrequência.....	67
Tabela 3 – Ajustes da proteção de taxa de variação de frequência.	67
Tabela 4 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.....	70
Tabela 5 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.....	71
Tabela 6 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.....	73
Tabela 7 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.....	75
Tabela 8 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.....	76
Tabela 9 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.....	77
Tabela 10 – Ajustes do relé de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1...	78
Tabela 11 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.....	79
Tabela 12 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.....	81
Tabela 13 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.....	82
Tabela 14 – Numeração equivalente dos ajustes da Figura 25.....	83
Tabela 15 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.....	84
Tabela 16 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.....	86
Tabela 17 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.....	87
Tabela 18 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3, CB5.	88

Tabela 19 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.....	113
Tabela 20 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.	114
Tabela 21 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.....	115
Tabela 22 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.	116
Tabela 23 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.....	118
Tabela 24 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.	119
Tabela 25 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.	120
Tabela 26 - Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.	122
Tabela 27 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.	124
Tabela 28 - Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.	125
Tabela 29 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.	127
Tabela 30 - Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.	127
Tabela 31 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.	129
Tabela 32 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.	130

Tabela 33 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.	131
Tabela 34 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.	132
Tabela 35 - Risco de falha na detecção do ilhamento.	134
Tabela 36 – Dados do sistema equivalente da concessionária.	143
Tabela 37 – Dados das linhas.	143
Tabela 38 – Dados dos transformadores.	144
Tabela 39 – Dados do gerador síncrono.	144
Tabela 40 – Parâmetros do sistema de excitação IEEE Tipo 1.	145
Tabela 41 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de frequência; controle de tensão terminal.....	149
Tabela 42 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de frequência; controle da potência reativa.....	150
Tabela 43 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de taxa de variação de frequência; controle de tensão terminal.	151
Tabela 44 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de taxa de variação de frequência; controle da potência reativa.....	151

Lista de Abreviaturas, Siglas e Símbolos

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

ANSI – *American National Standards Institute*

IEC – *International Electrotechnical Commission*

NBR – Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas

Δ – Enrolamento em Delta

Y – Enrolamento em Estrela

EMTP – *The Electromagnetic Transients Program*

GS – Gerador Síncrono

P – Potência ativa.

PCH – Pequena central hidrelétrica

POWERLIB – Biblioteca de modelos de componentes de sistemas elétricos de potência do MATLAB/SimPowerSystems.

pu – Grandeza por unidade.

Q – Potência reativa.

RLC – Parâmetros resistivo, indutivo e capacitivo.

ROCOF – Relé de taxa de variação frequência.

Capítulo 1

Introdução

Fatos como a reestruturação do setor de energia elétrica, a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes de energia, os avanços tecnológicos na área de geração de energia elétrica, os incentivos governamentais e a maior conscientização sobre conservação ambiental têm impulsionado a expansão de geradores distribuídos em redes de distribuição de energia elétrica em todo o mundo ([1]-[3]). A geração distribuída (GD) pode fornecer muitos benefícios em potencial, como auxílio às fontes convencionais no suprimento de energia elétrica, diversificação da matriz energética, melhor qualidade de energia e confiabilidade, maior eficiência e melhor desempenho ambiental. Muitos países estão tentando melhorar as metas estabelecidas no Protocolo de Kyoto para reduzir as emissões dos gases de efeito estufa e a GD fornece uma opção atraente para realizar esta tarefa.

A ocorrência de problemas como a crise de energia elétrica no Brasil, em 2001, e o grande blecaute nos Estados Unidos e Canadá, em 2003, também contribuíram para que a geração distribuída ganhasse espaço significativo nos sistemas de energia elétrica. Embora haja bastante interesse em geradores de indução e novas tecnologias de geração de energia elétrica, como por exemplo, células a combustível e fotovoltaicas, atualmente, a grande maioria dos sistemas de geração distribuída emprega máquinas síncronas. Nesse contexto, um importante requisito técnico para instalação desses geradores de forma adequada é a capacidade do sistema de proteção do gerador detectar rapidamente uma situação de ilhamento. Ilhamento ocorre quando uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte de energia principal (subestação da empresa de distribuição de energia elétrica), mas continua a ser energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema

isolado. As principais implicações da falha na detecção de ilhamento e, por conseguinte, da não desconexão dos geradores ilhados, são:

- 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 elétrica fornecida para os consumidores na rede ilhada pode estar fora do controle da concessionária, embora a concessionária ainda seja a responsável legal por este item;
- A coordenação da proteção contra sobrecorrente na rede ilhada pode deixar de operar satisfatoriamente devido à redução significativa das correntes de curto-circuito após a perda da conexão com a subestação da concessionária;
- O sistema ilhado pode não apresentar aterramento adequado;
- Pode haver atrasos nos procedimentos de restabelecimento de energia elétrica, devido ao fato de o gerador distribuído permanecer energizado.

Portanto, para evitar ou minimizar a ocorrência dos problemas citados anteriormente, a prática atualmente utilizada pelas empresas de distribuição de energia elétrica e recomendada nos principais guias técnicos é desconectar todos os geradores distribuídos tão logo ocorra um ilhamento ([1]-[5]). Embora haja inúmeros esquemas de proteção anti-ilhamento ([6]), até o momento, os relés baseados em medidas de frequência e de tensão são reconhecidos pela indústria de energia elétrica como os mais eficazes para detecção de ilhamento e estão entre os métodos que possuem os menores custos de instalação e manutenção. No entanto, seus desempenhos são prejudicados caso haja o equilíbrio entre a geração e o consumo das cargas na rede ilhada, pois, após a formação da ilha, a variação das tensões e da frequência poderá ser insuficiente para ativar os relés de proteção. Assim, o ilhamento não será detectado e o subsistema isolado estará sujeito às implicações previamente mencionadas.

Apesar de ser desejável que esquemas de proteção contra ilhamento baseados em relés de frequência sejam ajustados para atuação rápida, recomenda-se não desligar instantaneamente os geradores distribuídos para variações de frequência causadas por outros tipos de distúrbios. Assim, os critérios de proteção anti-ilhamento devem respeitar os critérios de proteção contra variações anormais de frequência. Por exemplo, em [4] recomenda-se que geradores distribuídos com capacidades superiores a 30 kW sejam desligados em 160 ms se a frequência elétrica for maior que 60,5 ou menor que 57 Hz. Para variações de frequência entre 59,5 Hz e 60,5 Hz, os geradores não devem ser desconectados. Essas recomendações variam

entre as concessionárias e devem estar coordenadas com os limites do gerador. No caso brasileiro tem-se em [7] o módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que estabelece que o sistema de distribuição e as instalações de geradores conectados 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. As instalações de geração conectadas a sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-oferta. Logo, os critérios de proteção anti-ilhamento devem respeitar essas determinações.

Os métodos baseados em relés de frequência e de tensão possuem uma região de não operação caracterizada por baixos desbalanços de potência ativa e reativa. Entender o comportamento dessa região e quais os fatores que a afetam é essencial para avaliar os desempenhos dos métodos de detecção de ilhamento ([6], [8]), estimar as possibilidades e determinar as condições operativas mais favoráveis à ocorrência desse tipo de evento ([9]). Dessa forma, esses relés podem ser ajustados e avaliados mais adequadamente, evitando ou postergando a instalação de sistemas de proteção mais complexos e com custo elevado.

Em áreas com baixa concentração de geradores distribuídos a possibilidade da ocorrência de ilhamentos é muito reduzida, pois normalmente o consumo das cargas supera a capacidade de geração instalada nesses casos, resultando em níveis de desbalanços de potência suficientemente elevados para ativar os relés de proteção. Por outro lado, uma alta concentração de geradores distribuídos ou a presença de geradores de médio porte (entre 10 e 50 MW), eleva a possibilidade de ocorrerem ilhamentos. Logo, a tendência de expansão de geração distribuída no mundo aumenta a preocupação em detectar efetivamente as situações de ilhamento e/ou minimizar sua ocorrência. Essa preocupação está bem apresentada em [6], em que se faz uma avaliação de grande parte dos métodos de detecção de ilhamento, além de mostrar uma vasta bibliografia sobre o assunto com trabalhos de diversos países. No Brasil, a detecção de ilhamento de geradores distribuídos é um assunto que tem começado a despertar a atenção nas empresas de energia elétrica e no meio acadêmico, mas ainda não ganhou uma expressiva importância quanto apresenta no cenário internacional. Isso se deve ao fato de que o nível de penetração de geração distribuída no País ainda é pequeno se comparado a países como Canadá, Estados Unidos e Alemanha, por exemplo. Esse cenário em que há pouca penetração de geradores distribuídos tende a mudar, pois as perspectivas de expansão da geração distribuída no Brasil são otimistas e, certamente, a detecção de ilhamento e demais

questões técnicas ganharão mais espaço. De fato, no Brasil existe a perspectiva de um grande crescimento da oferta de energia elétrica baseada nessas fontes, em complemento às fontes tradicionais. Estão em construção pequenas centrais hidrelétricas cuja capacidade instalada totaliza 1004 MW e cerca de 2147 MW estão outorgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, o potencial advindo da biomassa somente do setor sucroalcooleiro no estado de São Paulo monta a mais de 1500 MW, enquanto que usinas eólicas no total de 2400 MW já foram aprovadas pela ANEEL para instalação em todo o País ([7]).

Tipicamente, o cenário geração-carga em um sistema de distribuição de energia elétrica depende da variação diária do seu carregamento, que pode girar em torno de 20% do carregamento médio diário. Uma vez que o alimentador de distribuição pode conter vários pontos de desconexão (disjuntores, fusíveis e religadores), há diversas possibilidades de formação de ilhas e cada uma delas apresentará um carregamento particular. Dessa forma, a probabilidade de uma ilha permanecer energizada aumenta à medida que cresce o número de condições em que os desbalanços de potência ativa e reativa no subsistema ilhado são pequenos. Isso é mais bem visualizado na Figura 1, em que duas curvas de carga referentes a 24 horas de operação de um sistema de distribuição são apresentadas. Cada curva refere-se a uma provável ilha formada. A potência ativa fornecida pelo gerador distribuído é considerada constante nesse período, o que é razoável uma vez que esses geradores não são despachados centralmente e são operados de forma a controlar potência ativa e reativa de saída ([1]). Assim, a curva do gerador é representada por uma linha horizontal. Os pontos de intersecção entre as curvas de carga e a curva do gerador representam situações em que há equilíbrio entre geração e carga. A faixa azul representa a zona de não detecção do método de detecção de ilhamento empregado, considerando um determinado ajuste do relé de proteção. Todo ponto de operação situado dentro dessa zona indica uma condição em que o ilhamento não será detectado pelo relé de proteção, a qual está representada por intervalos de tempo assinalados como “Não”. Observam-se, nesse exemplo, várias situações em que tal condição pode ocorrer. Assim, essa simples análise mostra que há várias possibilidades de falha de detecção do ilhamento.

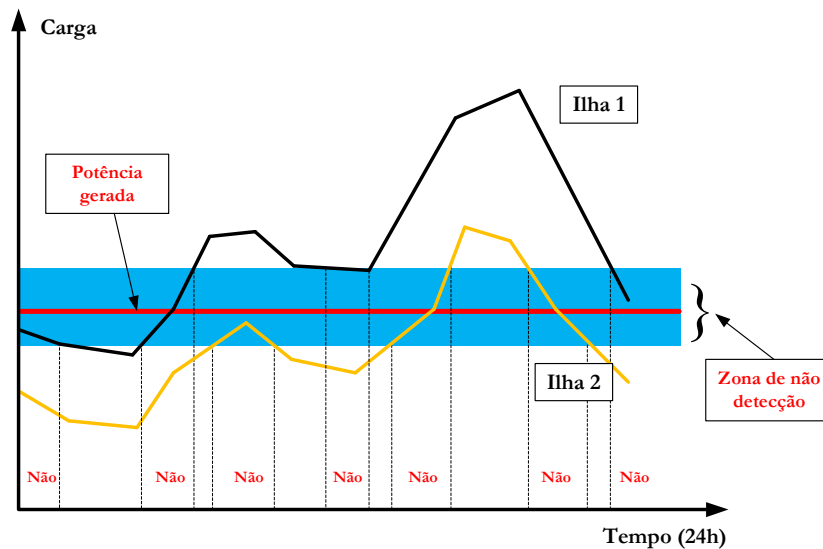


Figura 1 – O impacto da variação do carregamento do sistema na detecção do ilhamento.

Frente aos problemas de ordem técnica e econômica que a falha na detecção de ilhamento pode acarretar, torna-se necessário prover esquemas de proteção mais eficientes contra esse tipo de ocorrência. Neste contexto, este trabalho se propõe a desenvolver metodologias adaptativas de proteção anti-ilhamento para geradores distribuídos empregando máquinas síncronas usando relés de proteção com função de sub e sobrefrequência e/ou de taxa de variação de frequência (do inglês, ROCOF – *Rate Of Change Of Frequency*). Ambas as funções de proteção serão referidas neste trabalho como proteção baseada em medidas de frequência. A idéia principal da proposta é que imprime o caráter adaptativo à metodologia é a alteração dos ajustes dos dispositivos anti-ilhamento na medida em que ocorre a variação do desbalanço de potência ativa/reactiva considerando as prováveis ilhas a serem formadas. Ressalta-se que tal alteração de ajustes é tecnicamente viável visto que os relés digitais possibilitam a definição de um ou mais grupos de ajustes, os quais podem ser selecionados segundo alguma lógica de comando ([10]). Com a aplicação da metodologia proposta espera-se minimizar significativamente as falhas da proteção anti-ilhamento realizada por relés baseados em medidas de frequência, e com isso evitar ou postergar a adoção de métodos mais caros e complexos para a mesma finalidade.

1.1 Objetivos e Justificativas

O principal objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de metodologias eficientes de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos que adaptem os ajustes dos

dispositivos de proteção às variações de desbalanço de potência ativa e reativa das prováveis ilhas em um sistema de distribuição de energia elétrica. Tais metodologias serão aplicadas em relés de proteção com funções baseadas em medidas de frequência (sub/sobrefrequência e de taxa de variação de frequência). A escolha dessas funções de proteção deve-se ao fato de ainda serem as mais técnica e economicamente viáveis para a proteção contra ilhamento ([1]). Os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida permitirão alcançar os seguintes objetivos:

- Minimizar significativamente as situações em que os relés baseados em medidas de frequência falham em detectar o ilhamento;
- Estabelecer procedimentos para a aplicação das metodologias em relés digitais microprocessados, visto que os mesmos possuem mais de um grupo de ajustes, sendo adequados à aplicação das metodologias propostas;
- Desenvolver metodologias utilizando procedimentos baseados em simulação dinâmica não-linear no domínio do tempo e em fórmulas analíticas.

1.2 Estrutura do Documento

A disposição dos capítulos e conteúdos se desenvolve da seguinte forma:

- Capítulo 2: apresenta um levantamento bibliográfico sobre o tema do trabalho, mostrando contribuições importantes encontradas na literatura técnica sobre proteção contra ilhamento de geradores síncronos distribuídos;
- Capítulo 3: descreve o modelo do sistema elétrico utilizado no trabalho, bem como os modelos dos relés de proteção anti-ilhamento, e apresenta a descrição da ferramenta computacional utilizada neste trabalho;
- Capítulo 4: apresenta os fundamentos e resultados da aplicação da primeira metodologia adaptativa proposta. Esta é exclusivamente baseada em simulações dinâmicas;
- Capítulo 5: apresenta os fundamentos e resultados da aplicação da segunda metodologia proposta, a qual traz uma abordagem analítica à solução do problema de detecção de ilhamento;
- Capítulo 6: apresenta as principais conclusões deste trabalho e sugestões para a continuidade do mesmo;
- Anexo A: apresenta os dados do sistema elétrico empregado nesta dissertação;

- Anexo B: apresenta os coeficientes das fórmulas analíticas desenvolvidas no Capítulo 5;
- Anexo C: apresenta as publicações originadas a partir desta dissertação.

Capítulo 2

Técnicas Empregadas na Detecção de Ilhamento

As unidades de geração distribuída (GD) estão crescendo rapidamente e a maioria delas está interligada com a rede de distribuição das concessionárias supridoras de energia, bem como instalada próximo às cargas locais ([11]).

A ocorrência de ilhamento pode causar impactos negativos sobre a proteção, operação e gerenciamento de sistemas de distribuição e, portanto, é necessário detectar efetivamente as condições de ilhamento e rapidamente desconectar o gerador distribuído da rede de distribuição. Neste contexto, este capítulo apresenta as principais técnicas de detecção de ilhamento encontradas na literatura, desde trabalhos mais antigos até os atuais, sempre focando em dispositivos de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.

2.1 Técnicas de Detecção de Ilhamento em Geração Distribuída

As técnicas de detecção de ilhamento podem ser classificadas pelo seu princípio operativo, em duas categorias: técnicas baseadas em medições locais (ou técnicas locais) e técnicas remotas ([6], [12], [13]). As técnicas locais são aquelas que detectam o ilhamento por meio de medições de grandezas elétricas realizadas no ponto de instalação do dispositivo de proteção anti-ilhamento. Por outro lado, as técnicas remotas detectam o ilhamento por meio da medição das grandezas elétricas e monitoramento do estado de chaves e disjuntores instalados em locais distantes dos geradores distribuídos.

As técnicas remotas são as mais confiáveis, porém as mais caras e complexas. A maioria das pesquisas tem sido dirigida para técnicas locais, que podem ser classificadas

como passivas e ativas ([6], [12]). As técnicas passivas não terão praticamente nenhum efeito sobre a qualidade da potência de saída do gerador distribuído, mas terão zonas de não detecção (ZNDs) relativamente grandes. Por outro lado, as técnicas ativas possuem ZNDs menores e são mais confiáveis para detectar o ilhamento, porém a qualidade da potência de saída do gerador distribuído pode ficar comprometida, uma vez que a técnica ativa injeta perturbações na rede e pode causar a instabilidade do gerador distribuído, mesmo quando ele está conectado na rede de distribuição. Em [13] os autores acreditavam que a melhor solução seria a combinação de técnicas ativas e passivas enquanto se desenvolvem técnicas passivas mais sensíveis e confiáveis.

2.1.1 Técnicas Remotas

As técnicas remotas se utilizam de alguma infra-estrutura de comunicação entre a subestação, os dispositivos de proteção e os geradores distribuídos. Essa comunicação serve para alertar e desconectar o gerador distribuído após a ocorrência do ilhamento. A principal vantagem do emprego dessas técnicas é a elevada eficácia da identificação de situações de ilhamento. Como desvantagem, há os altos custos de instalação, uma vez que envolve o uso de esquemas sofisticados de comunicação, controle e aquisição de dados resultando uma complexidade elevada. As principais técnicas remotas são baseadas no uso de um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e em técnicas PLCC (*Power Line Carrier Communication*) ([6], [13], [14]).

Em [14] os autores apresentam um novo e poderoso conceito de proteção anti-ilhamento aplicado para sistemas de GD. O sistema transmite um sinal de uma subestação para o local do gerador distribuído, usando as linhas de distribuição como meio físico de transmissão. Um gerador é considerado como ilhado de um sistema a montante, se o sinal não puder ser detectado no local de sua instalação. Este esquema é bastante singular, pois combina as vantagens da transferência de *trip* e sistemas de detecção locais. Além disso, o sinal é enviado através da linha de distribuição, que faz com que o esquema de proteção seja independente da disponibilidade de outros meios de telecomunicação. Mais importante ainda, uma vez que o sinal passa através de quaisquer interruptores, disjuntores e outros componentes ligados entre a subestação e o local do gerador distribuído, o sistema é capaz de detectar automaticamente a abertura de todos esses componentes. Finalmente, os autores afirmam que o esquema de proteção é também economicamente atraente para os proprietários

dos geradores distribuídos e companhias de energia, em especial para sistemas com múltiplas instalações de GD.

2.1.2 Técnicas Locais

As técnicas locais empregam medidas de tensão, corrente ou outra variável disponível no local da instalação do gerador distribuído. Essas técnicas se dividem em passivas e ativas.

2.1.2.1 *Técnicas Ativas*

Estas técnicas usadas na detecção de ilhamento têm por base a injeção de distúrbios no sistema elétrico e o ilhamento é detectado avaliando-se o comportamento do gerador distribuído devido à injeção desses sinais. A seguir algumas das principais técnicas ativas usadas para prevenir o ilhamento são apresentadas e maiores detalhes podem ser encontrados em [15]:

- SMS (*Slip Mode Frequency Shift*);
- AFD (*Active Frequency Drift*);
- SFS (*Sandia Frequency Shift*);
- SVS (*Sandia Voltage Shift*);
- APS (*Automatic Phase-Shift*);
- RPV (*Reactive Power Variation*).

2.1.2.2 *Técnicas Passivas*

São técnicas baseadas em medidas de grandezas elétricas no ponto de acoplamento comum (PAC) entre o gerador distribuído e o sistema de distribuição. Neste caso, o ilhamento é detectado apenas verificando se as grandezas elétricas medidas ultrapassam os ajustes pré-determinados em algum esquema de proteção. Os métodos baseados nas técnicas passivas são os que apresentam menor custo e maior simplicidade, sendo que os esquemas de proteção contra ilhamento que empregam proteção baseada em medidas de frequência são os mais difundidos dentro das técnicas passivas ([12]). Nesse caso, o funcionamento da proteção é baseado no fato de que a intensidade da variação de frequência elétrica está fortemente relacionada ao valor do desbalanço de potência ativa no subsistema ilhado. Quanto maior o desbalanço entre o consumo e geração de potência ativa na ilha energizada, mais eficiente será o esquema de proteção baseado em medidas de frequência. No entanto se ocorrerem pequenas diferenças entre geração e carga, o desempenho da proteção poderá ser prejudicado.

Tal desempenho pode ser avaliado por uma região de operação caracterizada por baixos valores de desbalanços de potência ativa/reactiva, denominada zona de não detecção (ZND). Esta compreende valores de desbalanço de potência ativa e reativa que causam a falha da proteção anti-ilhamento.

A literatura apresenta diversas técnicas passivas que podem ser empregadas na proteção anti-ilhamento. As principais foram descritas em [15] e são citadas a seguir:

- Proteção de sobre e subtensão – monitoramento dos valores da tensão no PAC e atuação casos os mesmos violem os limites pré-estabelecidos;
- Detecção das distorções harmônicas – verificação do índice total de distorção harmônica no PAC e comparação com limites. Caso estes sejam violados, a proteção atua desligando o gerador distribuído;
- Salto de fase – verificação de alterações no ângulo de fase do sinal de tensão no PAC a cada ciclo e comparação com limites. Caso estes sejam violados, a proteção atua desligando o gerador distribuído.

No contexto exposto anteriormente, como parte do conteúdo deste capítulo, será apresentado um levantamento bibliográfico, com outros trabalhos sobre técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos.

Em [11] os autores apresentam um algoritmo que propõe dois novos parâmetros para detecção do ilhamento: desequilíbrio da tensão e distorção harmônica total da corrente (DHT). O programa computacional desenvolvido faz em cada amostragem os cálculos das médias das três tensões de fase, do THD da corrente da fase A e a média da tensão de linha. Depois ele verifica se o valor da média da tensão de linha é inferior a um valor pré-determinado de 0,5 pu. Se o valor for inferior a esse valor pré-determinado, imediatamente o método envia um sinal de *trip* para a proteção de ilhamento. Desta maneira será facilmente e rapidamente detectada a operação de ilhamento no caso de uma larga variação na carga do gerador distribuído. Caso contrário, o método monitora os seguintes parâmetros: a variação média do DHT da corrente (ΔDHT) e a variação média das três tensões de fase (ΔVU). A ΔDHT é calculada para um ciclo, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta DHT = \frac{DHT_{Med,s} - DHT_{Med,t}}{DHT_{Med,s}} \times 100$$

sendo $DHT_{Med,s}$ o valor de referência da DHT para condições estáveis e normais de carga e $DHT_{Med,t}$ o valor do ciclo atual. A variação média das tensões de fase também é calculada a cada ciclo. Após $DHT_{Med,s}$ ser definida inicialmente, o método proposto pelos autores decide se ocorreu o ilhamento se a ΔDHT e ΔVU satisfizerem a seguinte regra:

$$\Delta DHT > +75\% \text{ ou } \Delta DHT < -100\%$$

$$\Delta VU > +50\% \text{ ou } \Delta VU < -100\%$$

Caso as regras anteriores não sejam satisfeitas, o algoritmo proposto calcula novamente ΔDHT e ΔVU para iniciar um novo ciclo. Os limites definidos nas inequações anteriores foram selecionados após várias simulações para diferentes condições de ilhamento e também condições de variação normal de carga. O fluxograma da Figura 2 apresenta a idéia proposta pelos autores.

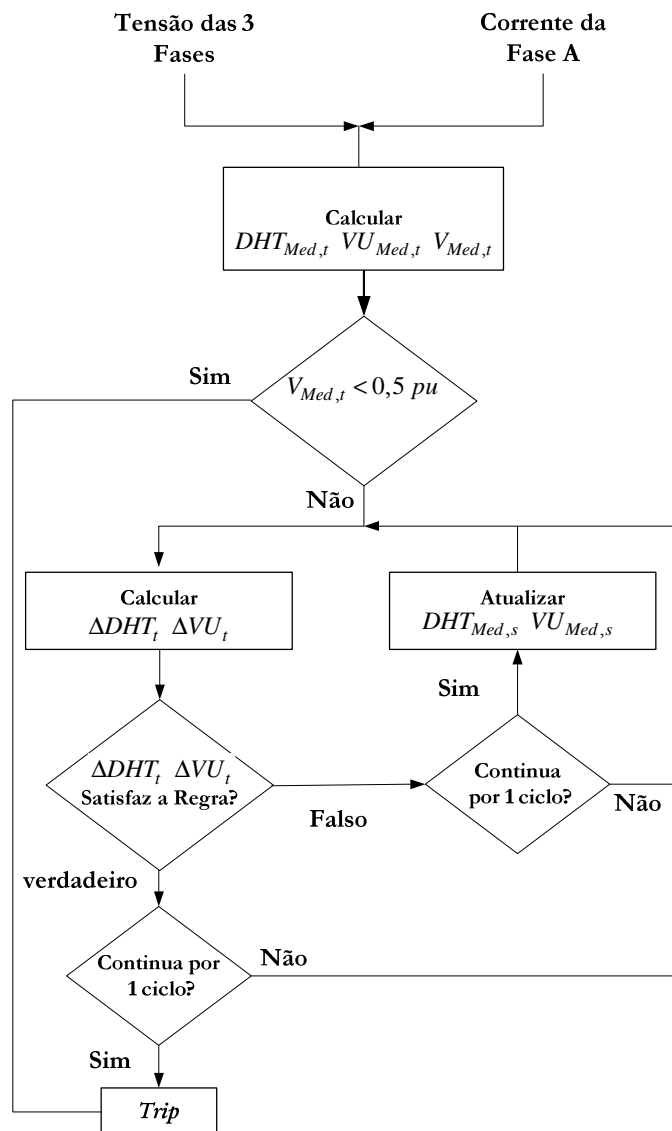


Figura 2 - Diagrama de blocos do método de detecção de ilhamento proposto em [11].

Os autores em [15] apresentam vários métodos de proteção anti-ilhamento, esclarecendo as diferenças entre eles e as vantagens de cada um. O grande número de métodos existentes demonstra a necessidade de procurar uma maior uniformidade dos regulamentos internacionais referentes a sistemas elétricos e ligações de sistemas elétricos de

potência. Segundo os autores, embora os métodos de proteção passivos devam ser suficientes na maioria dos casos, os métodos ativos devem ser adicionados a todos os novos sistemas para garantir um correto funcionamento dos mesmos.

Em [16] foram mostradas técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos baseados em um método híbrido passivo para minimizar as zonas de não detecção. A estratégia de proteção considerada nesse trabalho é a mudança de parâmetros da tensão, frequência e corrente. A técnica híbrida proposta combina dois ou mais métodos de detecção de ilhamento e oferece uma zona de não detecção mínima. Assim, garante uma operação segura do relé de proteção de ilhamento. A estratégia de detecção de ilhamento proposta baseia-se principalmente sobre a taxa de variação da frequência. O *trip* acontece quando a taxa exceder um valor pré-determinado. A estratégia utiliza também dois outros regimes de proteção como retaguarda: detecção da variação de saída da potência ativa e a detecção da potência reativa reversa. Essa detecção é conseguida através da medição do ângulo de fase entre a tensão e a corrente que muda seu sinal quando a direção de potência reativa é invertida. Esta estratégia híbrida de detecção de ilhamento diminui a zona de não detecção do relé, em comparação com métodos individuais. Uma grande vantagem do sistema híbrido proposto é a sua reduzida sensibilidade para a variação dos parâmetros do sistema.

Em [17] os autores apresentaram uma abrangente pesquisa dos diversos dispositivos de proteção de ilhamento que estão sendo desenvolvidos, testados e validados através de extensivas atividades de pesquisa em todo o mundo. Os principais objetivos eram detectar a perda da rede de distribuição e desconectar imediatamente os geradores. Para isso foram abordadas várias técnicas para detecção de ilhamento, tais como:

- Técnicas de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência: essas técnicas são eficazes para pequenos geradores distribuídos, mas geralmente fornecem um nível aceitável de proteção. Elas podem deixar de funcionar se a mudança de carga associada com a perda da rede for compensada pelo sistema de controle do gerador distribuído, mantendo a tensão e a frequência dentro de uma faixa aceitável para a operação do sistema elétrico;
- Taxa de variação de frequência: o relé de taxa de variação da frequência monitora a forma de onda da tensão e comanda a abertura do disjuntor quando as medidas da taxa de variação da frequência forem superiores a um valor predeterminado e para além de um período de tempo definido;
- Taxa de variação da potência do gerador: geralmente na condição de perda da rede, ocorre uma mudança na carga do gerador distribuído, que por sua vez altera a

potência instantânea do mesmo. Essa técnica detecta a perda de rede, pelo monitoramento da mudança da potência de saída do gerador;

- Proteção com transferência de *trip* é uma técnica que determina a perda de rede pela abertura dos contatos dos disjuntores no momento da desconexão e transmite esse sinal para todos os locais de instalação dos geradores distribuídos;

Em [18] os autores propõem uma técnica de detecção de ilhamento para geradores síncronos baseado em um algoritmo híbrido, em que se combinam os princípios de detecção de um método ativo e de um método passivo, o qual que se baseia no monitoramento do desequilíbrio das tensões e da distorção harmônica total da corrente. As tensões de saída dos geradores distribuídos são continuamente monitoradas e o desbalanço das tensões calculado. Esse desbalanço de tensão não pode ser maior que 35% da média dos desbalanços de tensão durante um segundo. Sempre que o pico do desbalanço de tensão for superior ao limite de 35% do observado, então a referência do controle da frequência do gerador distribuído é gradualmente reduzida de 60 Hz para 59 Hz. Se a frequência cair abaixo de 59,2 Hz nos próximos 1,5 segundos, indica que a rede a qual está conectado o gerador não está energizada, e que ocorreu um ilhamento, devendo o mesmo ser desconectado do sistema elétrico. Assim, um sinal de *trip* é enviado ao disjuntor localizado no PAC, e a referência do controle da frequência deve ser restaurada para 60 Hz. Se após a diminuição dessa referência a frequência nos terminais de saída do gerador manter-se próxima a 60 Hz, concluiu-se que a rede está energizada e o ilhamento não ocorreu. A grande vantagem do algoritmo proposto é que o método ativo só injeta distúrbios no sistema após o método passivo detectar as variações de desbalanço de frequência, o que não prejudica a qualidade da energia do sistema elétrico. Para validar o algoritmo proposto de detecção de ilhamento, vários distúrbios tais como curto-circuito, variações de carga e chaveamento de banco de capacitores foram investigados e o mesmo não identificou esses eventos como ilhamento, mostrando-se ser confiável para distinguir o ilhamento de outros tipos de eventos.

Em [19] os autores propõem uma nova técnica de detecção de ilhamento baseado na análise espectral do período da tensão medida no PAC, aplicada a geradores distribuídos conectados na rede elétrica via conversores estáticos de potência. O conceito de proporcionalidade da densidade espectral de potência é introduzido como uma medida normalizada que pode ser usada para detectar o ilhamento. Os autores mostraram que se o período da tensão medida no PAC for filtrado e utilizado para controlar o conversor do gerador distribuído, uma condição de ilhamento resultará em uma densidade espectral

diferente. Segundo os autores, os filtros têm muita pouca influência no desempenho do gerador distribuído quando está conectado na rede elétrica. Na prática, não existe nenhum efeito quando a frequência da rede é constante. No entanto, uma pequena perturbação no período da tensão tende a causar um transitório no instante que o gerador é desconectado da rede, gerando um sinal de baixa frequência, o qual, por meio da técnica proposta, pode ser facilmente detectado e usado para acusar a ocorrência do ilhamento.

Os autores apresentam em [20] uma nova abordagem, simples e de fácil implementação para detecção de ilhamento aplicável a geradores conectados na rede elétrica por meio de conversores de potência. A idéia proposta se baseia na análise das características potência-tensão (P-V) do gerador distribuído e da carga, a qual foi considerada como impedância constante. Os autores propõem estabelecer a potência de saída do gerador distribuído dependente da tensão e com isso obtêm-se uma característica P-V que pode ser manipulada para proporcionar uma zona de não detecção desprezível da proteção anti-ilhamento. A curva P-V do gerador foi escolhida de modo que ele mantenha operação estável, enquanto estiver conectado à rede e perca a sua estabilidade, uma vez ilhado. A tensão no PAC é monitorada e relés de sobre e subtensão são usados para desconectar o gerador, após a ocorrência do ilhamento. Os autores garantem que a técnica proposta pode ser facilmente integrada no controle do gerador para monitoramento e cálculo da tensão no PAC. As análises mostram que, usando a técnica proposta P-V, os métodos de sobre e subtensão apresentarão zonas de não detecção insignificantes.

Em [21] os autores verificaram o desempenho dos métodos de proteção de sobre e subtensão e sobre e subfrequência para uma condição de ilhamento, considerando diferentes modelos de cargas e os resultados foram comparados com as cargas do tipo RLC constante. Os resultados da simulação mostraram que o desempenho do gerador distribuído durante uma condição de ilhamento dependerá em grande parte da variação da carga com a tensão e a frequência. A fórmula matemática utilizada pelos autores para calcular a ZND mostrou que os métodos de proteção de sobre e subtensão e sobre e subfrequência são dependentes da potência ativa das cargas e independentes da potência reativa. Cargas dependentes da frequência têm grandes limites de desbalanço de potência ativa se comparadas às cargas RLC constante e devem ser consideradas ao testar os métodos de sobre e subtensão e sobre e subfrequência. Os resultados mostraram que as cargas RLC constante não constituem necessariamente a pior condição para estudos de ilhamento.

2.2 Considerações Finais

Observou-se que há diversas abordagens propostas na literatura técnica que tratam da detecção de ilhamento de geradores distribuídos. Concentrando-se apenas nas técnicas passivas, não foi verificada até o momento a existência de algum esquema com caráter adaptativo, ou seja, que seu desempenho se torne eficiente na medida em que parâmetros da rede elétrica, sejam relacionados a configurações operativas ou topológicas, se alteram. Este aspecto está mais relacionado às técnicas passivas, pois seu princípio de atuação é baseado na variação de grandezas elétricas locais, as quais dependem de características de operação do sistema elétrico antes da ocorrência do ilhamento. Tomando como exemplo os dispositivos de proteção baseados em medidas de frequência, que são o foco deste trabalho, observa-se que as variações de frequência são fortemente dependentes do desbalanço da potência ativa e como este varia com o carregamento do sistema elétrico, o comportamento da frequência também varia, afetando o desempenho da proteção anti-ilhamento. Surge, portanto, a proposta de um esquema eficiente de proteção adaptativa para dispositivos de proteção baseados em medidas de frequência capaz de se adaptar às condições de desbalanço de potência antes da ocorrência do ilhamento. Os princípios de funcionamento desses dispositivos de proteção, bem como seus modelos computacionais serão mais bem explicados no capítulo 3.

Capítulo 3

Modelagem do Sistema Elétrico

Neste capítulo, inicialmente, descreve-se a ferramenta computacional utilizada neste trabalho, o SimPowerSystems e, na seqüência, apresentam-se os modelos computacionais utilizados para representar os principais componentes existentes em redes de distribuição de energia elétrica. Finalmente, é apresentado o sistema elétrico utilizado no trabalho, e as funções de proteção empregadas na detecção de ilhamentos.

3.1 O SimPowerSystems

Todas as simulações realizadas neste trabalho utilizam o SimPowerSystems em conjunto com modelos desenvolvidos pelo usuário no ambiente MATLAB/Simulink. O SimPowerSystems é uma ferramenta computacional relativamente recente para análise de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos em sistemas elétricos ([22]). Essa ferramenta acompanha a plataforma computacional MATLAB/Simulink. O conjunto de bibliotecas do SimPowerSystems é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede, como por exemplo, elementos RLC concentrados; cargas não-lineares; diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados; modelos de linhas de transmissão e cabos concentrados (modelo π -equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron); disjuntores; componentes de eletrônica de potência e controles associados, entre outros. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Simulink, assim como com modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, MATLAB (arquivos.m), linguagem de programação Fortran ou C. Uma importante característica do SimPowerSystems

é que há um mecanismo de inicialização das variáveis das máquinas elétricas e controles associados usando um fluxo de carga. A estrutura lógica do SimPowerSystems é discutida a seguir de forma simplificada.

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

- A função `power2sys` divide os blocos que compõem o sistema em blocos pertencentes ao Simulink e blocos pertencentes ao SimPowerSystems. Os parâmetros da rede podem então ser obtidos e a topologia analisada. Os blocos pertencentes ao SimPowerSystems são divididos em blocos lineares e não-lineares e para cada nó elétrico é dado um número automaticamente.
- Após obtenção da topologia da rede, a função `circ2sys` constrói o modelo de variáveis de estado do sistema, como mostrado no sistema de equações (1), considerando a parte linear do circuito. Todos os cálculos de regime permanente e inicialização das variáveis são efetuados neste instante, inclusive os dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga.

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{Cx} + \mathbf{Du}\end{aligned}\quad (1)$$

- Se a opção de discretizar o sistema tiver sido escolhida, o modelo de variáveis de estado em (1) é discretizado utilizando o método Tustin ([23]).
- Então, a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e não-lineares, existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado na Figura 3.

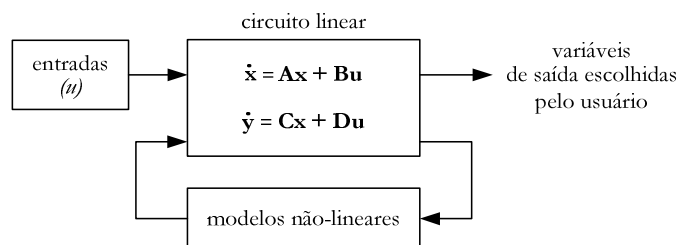


Figura 3 – Interconexão de modelos lineares e não-lineares.

No SimPowerSystems, tanto abordagens discretas quanto contínuas podem ser utilizadas para a solução das variáveis de estado. Além disso, pode-se solucionar as equações que representam a rede elétrica utilizando o método fasorial, em que as variáveis nodais são representadas por fasores, como é usual em programas de análise de estabilidade transitória de

sistemas de energia elétrica. As equações diferenciais podem ser solucionadas utilizando um dos diversos métodos de integração existentes no Simulink, os quais empregam tanto algoritmos com passo de integração fixo quanto variável. O melhor método de solução (discreto, contínuo ou fasorial), considerando precisão e tempo de processamento, depende das características do circuito e dos fenômenos a serem analisados.

3.2 Modelagem dos Componentes da Rede

A seguir são apresentados os modelos computacionais dos componentes do sistema de distribuição utilizado nas simulações. Ressalta-se que todos eles foram representados por modelos trifásicos, visto que essa é a abordagem usada no SimPowerSystems.

3.2.1 Gerador Síncrono

No SimPowerSystems a máquina síncrona pode ser representada por um modelo de até oitava ordem (modelo subtransitário) que considera a dinâmica do estator, dos enrolamentos de campo e de amortecimento ([24]). Essa representação é válida quando o tipo da simulação é contínua ou discreta. O circuito equivalente do modelo é representado na estrutura $dq0$ de referência do rotor. Todos os parâmetros do rotor e grandezas elétricas são referidos para o estator. O modelo elétrico da máquina é representado na Figura 4.

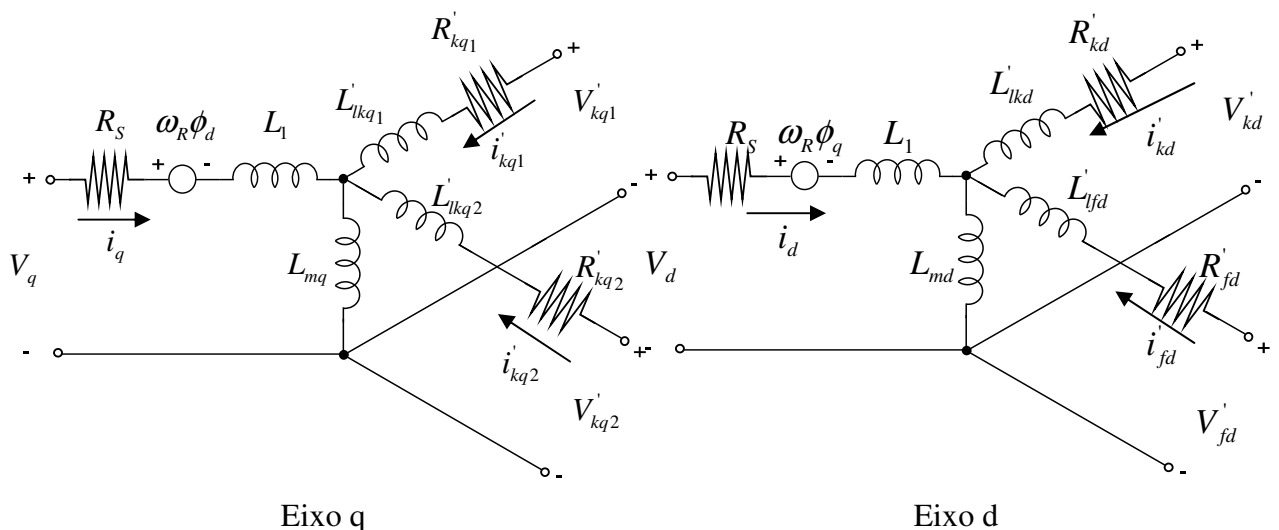


Figura 4 – Modelo elétrico do gerador síncrono ([24]).

Os parâmetros do modelo da Figura 4 se referem às seguintes grandezas:

- V_d, i_d - tensão (pu) e corrente (pu) de eixo direto, respectivamente.
- V_q, i_q - tensão (pu) e corrente (pu) de eixo 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 direito, respectivamente.
- $V'_{kq1}, i'_{kq1}, V'_{kq2}, i'_{kq2}$ - 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 direito 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 direito referida ao estator (pu).
- L'_{kq1}, L'_{kq2} - indutância dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).
- φ_d, φ_q - fluxos de eixo direto e quadratura (pu).
- φ'_{fd} - fluxo no enrolamento de campo (pu).
- φ'_{kd} - fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direito (pu).
- $\varphi'_{kq1}, \varphi'_{kq2}$ - fluxo nos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura (pu).
- ω_r - velocidade angular mecânica do rotor (rad/s).
- θ_r - posição angular mecânica do rotor (rad).
- T_e - torque eletromecânico (pu).
- T_m - torque mecânico no eixo do rotor (pu).
- H - constante de inércia do rotor (s).
- p - número de pares de pólos.

Nas redes de distribuição, usualmente, os geradores são operados de forma a manter potência ativa constante ([1]). Além disso, o intervalo de simulação empregado no trabalho foi pequeno, cerca de 1 segundo. Portanto, como normalmente o tempo de resposta dos diversos tipos de turbinas e controles associados é lento, da ordem de dezenas de segundos a minutos ([24]), neste trabalho os modelos do regulador de velocidade do gerador e turbina foram desprezados, sendo o torque mecânico considerado constante.

O sistema de excitação de geradores 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 ([1], [12]). Uma descrição detalhada sobre o sistema de excitação de geradores síncronos atuando como um regulador de tensão ou de potência reativa é apresentada em [25].

3.2.1.1 Excitatriz

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Figura 5, a qual consiste de circuitos de medição e 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 ([24]), 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.

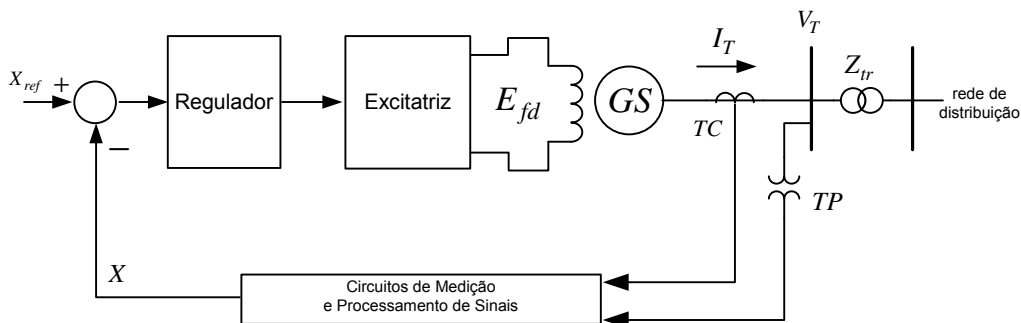


Figura 5 – Esquema de controle de excitação de um gerador síncrono.

3.2.1.2 Regulador de Tensão

No caso apresentado na Figura 5, o sinal medido X é dado por (2), sendo: \bar{V}_T o fasor da tensão terminal, \bar{I}_T o fasor da corrente terminal, j o operador complexo $(-1)^{1/2}$ e X_C a reatância de compensação da corrente reativa. Normalmente, um valor positivo de X_C (*reactive droop compensation*) é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Por outro lado, um valor negativo de X_C (*line drop compensation*) é adotado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota. 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 ([25]).

$$X = \|\bar{V}_T - j\bar{I}_T X_C\| \quad (2)$$

3.2.1.3 Regulador de Potência Reativa ou de Fator de Potência

Neste caso, o sinal medido X é a potência reativa injetada pelo gerador ou o fator de potência. 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 ([25]). No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar pagamentos adicionais devido ao consumo excessivo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Nesta condição, usualmente, a operação com fator de potência unitário é adotada.

3.2.2 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 capacitivo em derivação é desprezível ([26]).

3.2.3 Transformadores

Transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T ([22], [24]), conforme apresentado na Figura 6, ou seja, as perdas do núcleo são consideradas. 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, cujos valores são referidos para o primário, e R_m e L_m representam a resistência e a indutância de magnetização. Nos estudos aqui apresentados, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados no modelo para manter a generalidade dos resultados. Destaca-se que este modelo está disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.

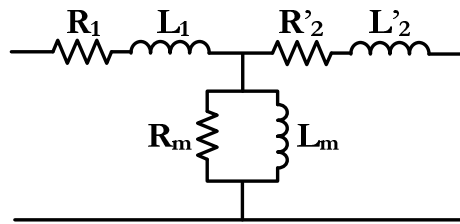


Figura 6 – Circuito equivalente do modelo do transformador.

3.2.4 Cargas

O modelo de carga dependente da tensão utilizado é representado nas expressões (3) e (4) a seguir:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{np} \quad (3)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{nq} \quad (4)$$

sendo:

P = potência ativa consumida pela carga

P_0 = potência ativa nominal da carga

Q = potência reativa consumida pela carga

Q_0 = potência reativa nominal da carga

V = tensão nodal na carga

V_0 = tensão nominal da carga

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

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

Os expoentes n_p e n_q podem assumir valores entre 0 e 2. Os valores 0, 1 e 2 representam cargas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente. Quaisquer outros valores entre os mencionados anteriormente, representa uma combinação de dois tipos de carga ([24]).

3.3 Sistema Elétrico

O diagrama unifilar do sistema elétrico empregado neste trabalho é mostrado na Figura 7. Os modelos de linhas, transformadores e do gerador, bem como todos os parâmetros elétricos desse sistema foram descritos anteriormente. Ressalta-se que ele foi amplamente utilizado em [27].

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, representado por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV através de um transformador de 132kV/33kV conectado em Δ/Y_g . Na rede existe um gerador síncrono com capacidade de 30 MVA, conectado na barra 8, que por sua vez está interconectado com o restante do sistema elétrico por meio de um transformador de 33/6,9 kV, Δ/Y_g .

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 no 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 ([24]), que é controlado para manter a tensão terminal do gerador constante ou a potência reativa constante.

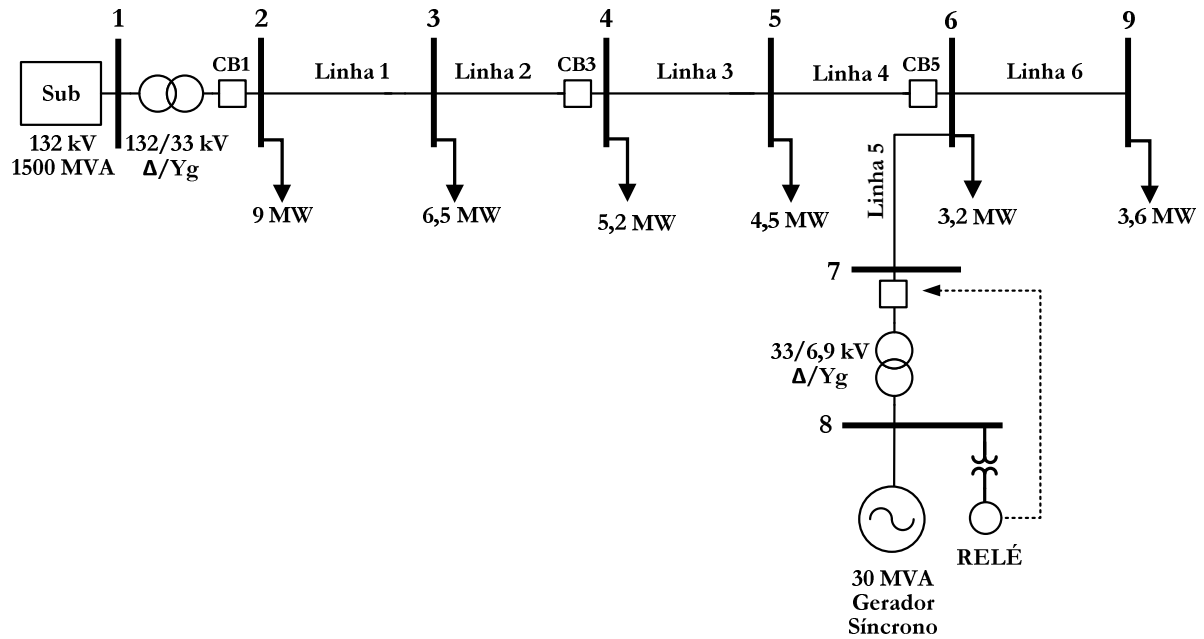


Figura 7 – Diagrama unifilar do sistema elétrico.

Existem seis cargas conectadas na rede elétrica, baseadas em curvas de cargas diárias. Essas curvas foram obtidas em [28], no qual várias curvas de carga com perfis de consumo residencial, comercial e industrial foram obtidas com base em medições de campo realizadas na rede de distribuição de concessionária de energia do estado de São Paulo em conjunto com a Universidade de São Paulo/USP. A medição das curvas de carga de consumidores individuais foi realizada no período de aproximadamente 15 dias, usando equipamentos eletrônicos de medição: um medidor, um dispositivo eletrônico para contagem de pulsos e armazenagem de dados compõe os equipamentos. Os pulsos eram contados pelo equipamento eletrônico e posteriormente acumulados de acordo com os intervalos programados pelo usuário (1, 5 ou 15 minutos). Em seguida, a média da potência consumida no intervalo era determinada. A Tabela 1 apresenta os tipos de consumidores e o correspondente valor máximo da carga admitida para o sistema elétrico da Figura 7.

Tabela 1 – Classes de Consumidores

	Tipo Consumidor	Potência Máxima (MW)
Carga Barra 2	Industrial - 01	9,0
Carga Barra 3	Comercial -01	6,5
Carga Barra 4	Industrial - 02	5,2
Carga Barra 5	Residencial - 01	4,5
Carga Barra 6	Industrial - 03	3,2
Carga Barra 9	Residencial - 02	3,6

A Figura 8 e Figura 9 mostram o consumo de potência ativa e reativa de cada tipo de carga, obtidas em [28] em um período de 24 horas. Essa base de tempo também pode ser semanal, mensal, anual ou sazonal. Normalmente as curvas de carga de potência ativa são conhecidas, enquanto que as curvas de carga de potência reativa dificilmente estão disponíveis, assim como não estão em [28]. Como a maioria dos sistemas de distribuição tem dispositivos de compensação de potência reativa que corrigem o fator de potência para valores em torno de 0,92 ou acima, uma solução admitida neste trabalho é admitir que a curva de carga de potência reativa seja similar à curva de carga da potência ativa. Portanto, admite-se a hipótese de que cada carga mostrada na Figura 8 e Tabela 1 tenha fator de potência igual a 0,94 indutivo em qualquer período do dia. Tal hipótese é plenamente válida neste trabalho porque os dispositivos aqui analisados – relés baseados em medidas de frequência – são fortemente dependentes do desbalanço de potência ativa da rede ilhada, sendo que seu desempenho não é significativamente influenciado pelo desbalanço de potência reativa. Esta característica foi observada em [12]. Todas as cargas foram modeladas como impedância constante, pois estas podem levar aos casos em que a detecção de ilhamento é mais difícil ([12], [29]). Na Figura 8 e Figura 9, os termos “Ind.,” “Com” e “Res.,” referem-se às cargas do tipo industrial, comercial e residencial, respectivamente.

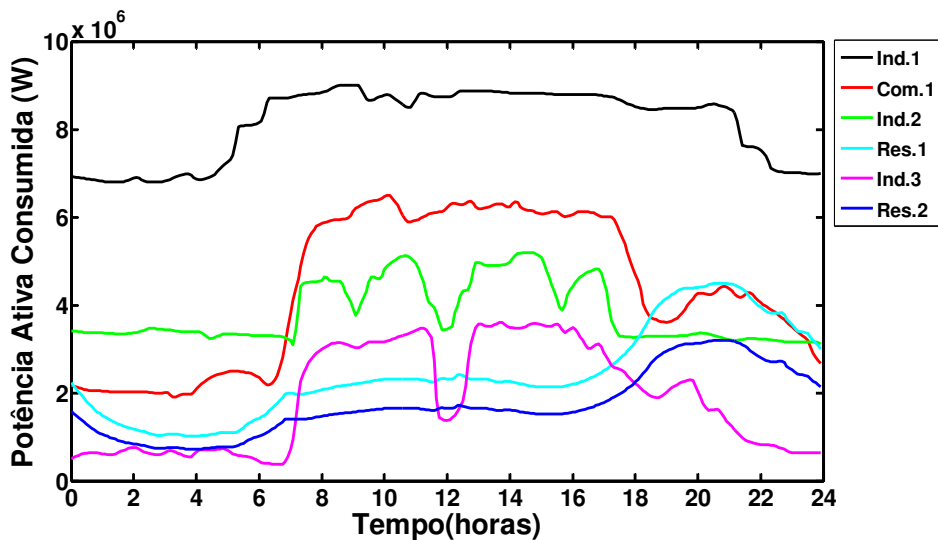


Figura 8 – Curvas de cargas diárias – potência ativa.

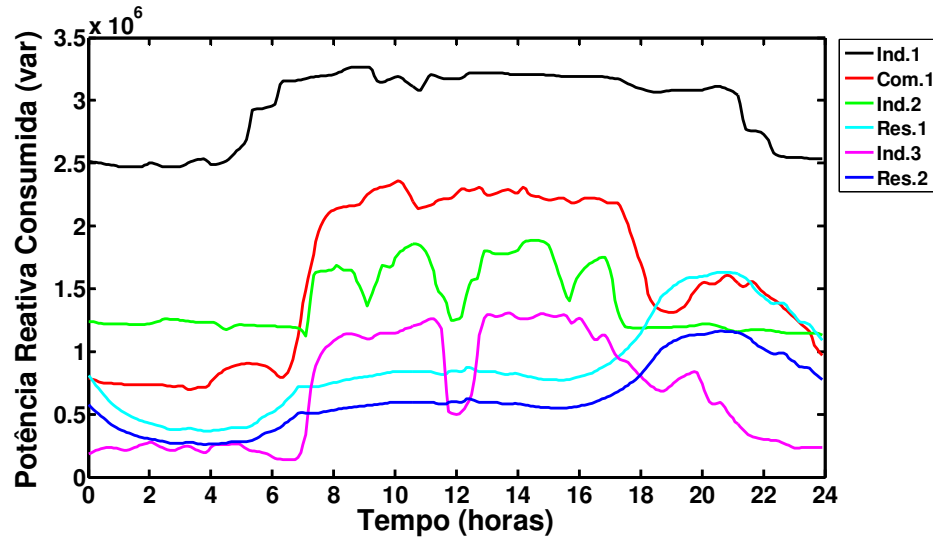


Figura 9 – Curvas de carga diárias – potência reativa

Os dados adicionais do sistema elétrico da Figura 7 são apresentados no Anexo A.

3.3.1 Relés Baseados em Medidas de Frequência

O princípio de operação dos dispositivos de proteção anti-ilhamento baseados em medidas de frequência é de que a frequência do sistema ilhado varia devido ao desbalanço entre a potência ativa suprida pelos geradores e a potência ativa consumida pelas cargas. Sendo assim, a condição de ilhamento pode ser detectada verificando-se a taxa de variação de frequência ou o valor absoluto de desvio da frequência.

Esses dispositivos são fortemente dependentes do desbalanço de potência ativa e, caso este seja pequeno, um intervalo de tempo grande poderá ser necessário para que a frequência varie suficientemente, de modo a atingir os ajustes pré-estabelecidos da proteção anti-ilhamento. Por conseguinte, o ilhamento pode não ser detectado no tempo determinado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

A seguir serão apresentados os modelos computacionais das funções de proteção de relés de frequência e de taxa de variação de frequência empregadas neste trabalho.

3.3.1.1 *Proteção de Frequência*

A Figura 10 apresenta o diagrama de um gerador síncrono operando em paralelo com a rede de distribuição, e que é equipado com um relé de proteção anti-ilhamento. Nessa figura, o gerador síncrono (GS) alimenta uma carga (L) e a diferença das potências ativas

fornecida pelo gerador (P_{GS}) e consumida pela carga (P_L) é consumida ou fornecida pela rede elétrica (P_{SIS}). Portanto, a frequência do sistema é constante. Se o disjuntor DJ abre, devido a uma falta, por exemplo, o subsistema composto pelo gerador e a carga torna-se ilhado, provocando alterações na frequência do sistema ilhado. A queda ou elevação da frequência é o fator que determinará a desconexão do gerador e, para tanto, deve ser detectada pelo relé de proteção.

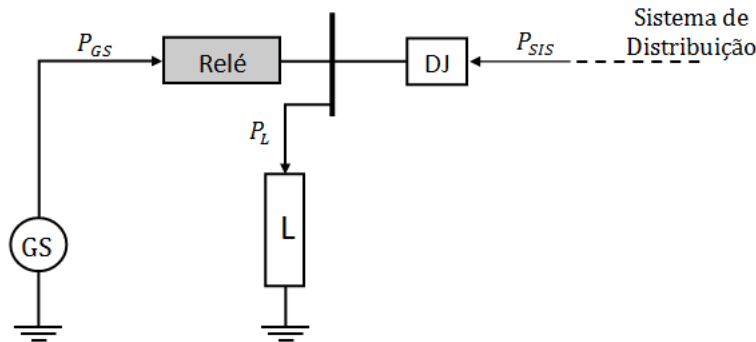


Figura 10 – Diagrama esquemático de um gerador síncrono equipado com um relé baseado em medida de frequência operando em paralelo com a concessionária.

Em se tratando da proteção de sub/sobrefrequência, os relés digitais calculam a frequência elétrica considerando uma janela de medição sobre, no mínimo, um ciclo da forma de onda da tensão da barra em que o relé está conectado. No modelo computacional utilizado neste trabalho e apresentado na Figura 11, a frequência é obtida diretamente da velocidade do rotor do gerador síncrono. A frequência medida é comparada com os ajustes de sub/sobrefrequência do relé, β_2 e β_1 , respectivamente, e caso o valor medido seja superior ao ajuste de sobrefrequência ou inferior ao ajuste de subfrequência, durante um tempo pré-ajustado (T_{set}), o relé envia um sinal para o disjuntor abrir e desconectar o gerador síncrono.

A função de proteção de sub/sobrefrequência pode também ser equipada com um elemento que bloqueia o seu funcionamento se a magnitude da tensão terminal estiver abaixo de um determinado valor (V_{min}). Isso usualmente é adotado para evitar a operação do relé durante a partida do gerador ou durante curtos-circuitos, por exemplo. Possuem ainda um tempo mínimo de operação, resultantes do processamento de sinais no circuito de medição do relé e no algoritmo de funcionamento do mesmo. Esse tempo mínimo de operação varia de 80 ms a 150 ms ([12], [30]-[33]). Nas simulações apresentadas neste trabalho, considerou-se 80 ms como tempo mínimo de operação da função de proteção de sub/sobrefrequência, sendo representado como um acréscimo na temporização.

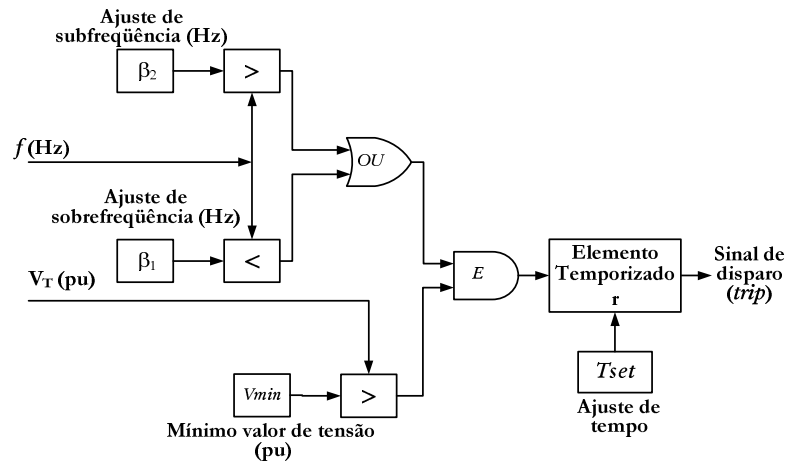


Figura 11 – Diagrama de blocos da função de proteção de sub/sobrefrequência.

3.3.1.2 Proteção de Taxa de Variação de Frequência

A proteção de taxa de variação de frequência tem como característica sua elevada sensibilidade e confiabilidade para detectar ilhamento quando a variação de frequência é relativamente lenta, o que acontece normalmente quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequeno no sistema isolado ([1]).

A taxa de variação de frequência é calculada considerando-se uma janela de medidas entre 2 e 100 ciclos ([1]) sobre a forma de onda da tensão da barra onde se encontra instalado o relé. Esse sinal é então processado por filtros e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor deve ser aberto ou não. Se o valor da taxa de variação da frequência for maior que o ajuste do relé (β), um sinal é imediatamente enviado para comandar a abertura do disjuntor do gerador.

A faixa de ajustes típicos disponível em modelos comerciais é 0,1 a 10 Hz/s e quando instalados em geradores distribuídos para detecção de ilhamentos, os ajustes aplicados estão na faixa de 0,10 a 1,20 Hz/s ([12]). Esses relés podem ter atuação temporizada, ou seja, quando a taxa de variação de frequência exceder o ajuste do relé e assim permanecer além de um tempo pré-ajustado (T_{set}), o relé opera. Alguns modelos de relés de taxa de variação de frequência são equipados com um elemento que bloqueia o funcionamento do relé se o valor eficaz da tensão terminal estiver abaixo de um valor (V_{min}). A Figura 12 mostra um esquema simplificado da função de proteção de taxa de variação de frequência. Nesta figura, o valor de K , que é o valor absoluto da derivada do sinal de entrada após ser filtrado, será efetivamente comparado com o ajuste β do relé. O valor de T_a define a constante de tempo do filtro e da

janela de medição, os quais são representados de maneira simplificada por uma função de transferência de primeira ordem.

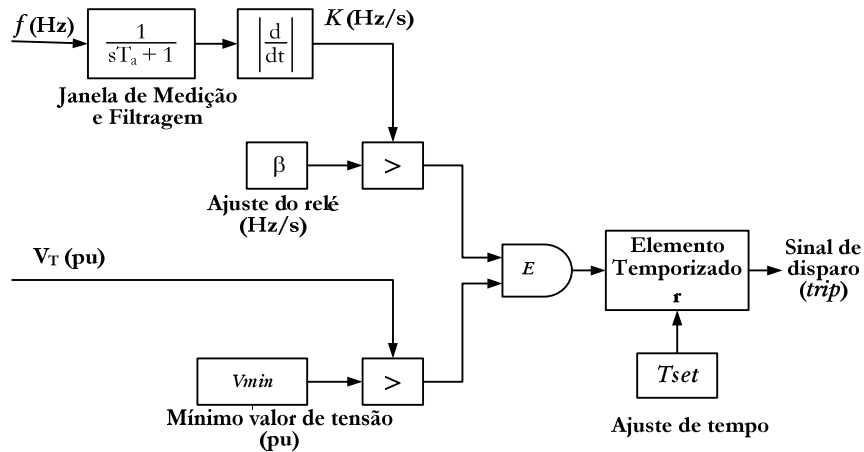


Figura 12 – Diagrama de blocos da função de proteção de taxa de variação de frequência.

3.4 Considerações sobre a Influência de Cargas do Tipo Impedância Constante no Desempenho dos Relés Baseados em Medidas de Frequência

Conforme já mencionado, as cargas empregadas neste estudo são do tipo impedância constante. Esse modelo de carga, como discutido em [12], influencia significativamente o desempenho dos relés baseados em medidas de frequência, podendo tanto proporcionar situações otimistas (rápida detecção) como pessimistas (detecção lenta). Para explicar melhor esse comportamento e fornecer informações necessárias para a compreensão dos capítulos subsequentes, esta seção apresenta uma análise do comportamento da frequência, tensão e taxa de variação de frequência para diferentes combinações de déficit e excesso de potência ativa e reativa no sistema elétrico da Figura 7, considerando que o ilhamento ocorre com a abertura do dispositivo de seccionamento CB1 e a excitatriz do gerador distribuída configurada para controlar a potência reativa. As análises foram realizadas considerando os seguintes casos:

- Caso 1 – déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado: a potência ativa do gerador foi mantida em 15 MW e a das cargas em seu valor máximo (ver Figura 7), resultando em 32 MW no total. Para obter o déficit de potência reativa, a excitatriz do gerador foi configurada para manter a potência reativa

em zero, e a potência reativa das cargas foi ajustada considerando fator de potência igual a 0,94, resultando 11,6 Mvar;

- Caso 2 – excesso de potência ativa e déficit de potência reativa: nessa condição, a potência ativa do gerador foi mantida em 30 MW e a das cargas em 30% do seu valor máximo (9,60 MW). Em relação à potência reativa, a do gerador foi mantida em 0 var e a das cargas em 30% do seu valor máximo (3,48 Mvar);
- Caso 3 – déficit de potência ativa e excesso de potência reativa: o déficit de potência ativa foi obtido tal como descrito para o Caso 1. O excesso de potência reativa foi obtido ajustando a potência reativa das cargas em zero e configurando a excitatriz do gerador para manter sua potência reativa em 6 Mvar;
- Caso 4 – excesso de potência ativa e reativa: o excesso de potência ativa foi obtido tal como para o Caso 2 e o de potência reativa, tal como para o Caso 3.

No instante $t = 0,1$ segundo, simula-se a ocorrência do ilhamento por meio da abertura do dispositivo CB1. Os resultados são mostrados na Figura 13, Figura 14 e Figura 15 considerando os quatro casos anteriormente referidos.

Analisando a Figura 13, observa-se que as variações mais intensas de tensão ocorrem para o Caso 1 e para o Caso 4, representando situações em que há déficit e excesso de potência reativa, respectivamente. O comportamento da tensão nesses casos provoca uma variação mais suave da frequência e da taxa de variação de frequência, em comparação com os demais casos, conforme se observa na Figura 14 e na Figura 15. Como consequência, as respectivas funções de proteção podem demorar mais para atuar. Isso se deve à dependência quadrática da carga em relação à tensão, que provoca a alteração do desbalanço de potência ativa após o ilhamento. Para entender melhor tal mecanismo, considere uma situação de déficit de potência ativa e reativa. Após o ilhamento, a tensão cai devido à carência de potência reativa e com isso, a potência ativa das cargas diminui, culminando com a redução do desbalanço de potência ativa. Como este diminui, a variação da frequência elétrica tende a ser mais suave, uma vez que ela depende fortemente do montante de desbalanço de potência ativa. Explicação análoga pode ser obtida para o Caso 4.

Se houver déficit de potência ativa e excesso de potência reativa, a tensão cai logo após o ilhamento, porém se recupera rapidamente devido ao excesso de potência reativa (Caso 3 da Figura 13). Isso faz com que a potência ativa das cargas não diminua significativamente culminando com a manutenção do nível de desbalanço de potência ativa ou sua elevação caso

o excesso de potência reativa seja grande. Como resultado, tem-se que a variação da frequência e da taxa de variação da frequência são mais intensas que nos casos 1 e 4, conforme se observa na Figura 14 e na Figura 15, respectivamente, o que provocaria a atuação mais rápida dos dispositivos de proteção. Explicação análoga pode ser obtida para o Caso 2.

Em resumo, conclui-se que, na presença de cargas do tipo impedância constante, os casos mais otimistas para a detecção do ilhamento são os casos 2 e 3, ao passo que os mais conservadores são os casos 1 e 4.

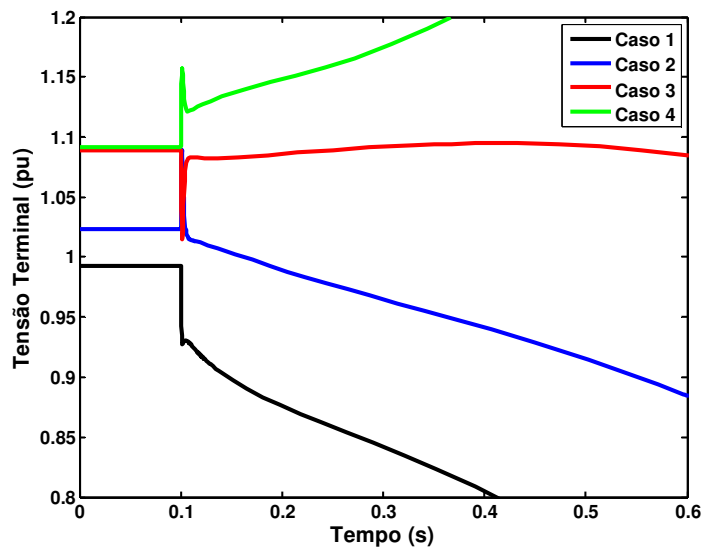


Figura 13 – Tensão do gerador distribuído. Abertura de CB1 em $t = 0,1$ segundo.

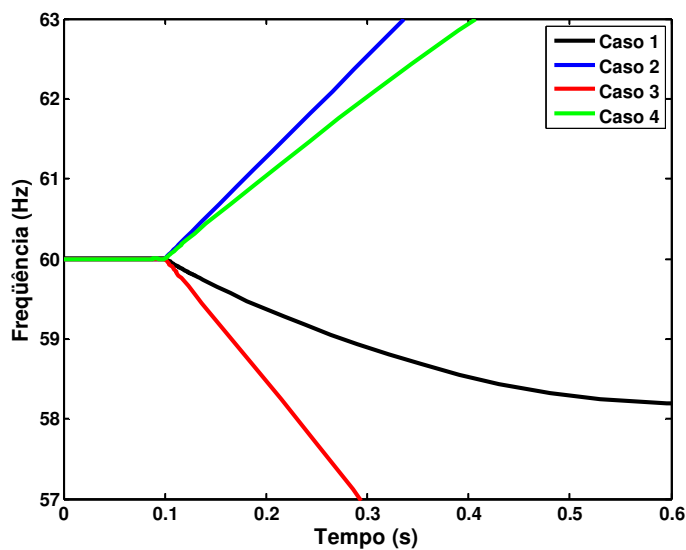


Figura 14 – Frequência do sistema ilhado. Abertura de CB1 em $t = 0,1$ segundo.

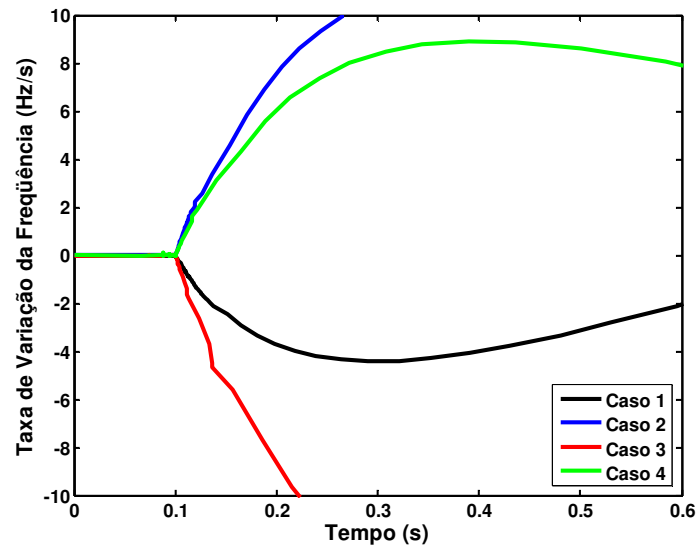


Figura 15 – Taxa de variação de frequência do sistema ilhado. Abertura de CB1 em $t = 0,1$ segundo.

Capítulo 4

Metodologia Adaptativa Baseada em Simulações Dinâmicas

O desempenho de relés baseados em medidas de frequência em relação à detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos é fortemente dependente dos desbalanços de potência ativa na rede ilhada ([12]). Tal desempenho pode ser avaliado por um conjunto de curvas relacionando o tempo de detecção com o desbalanço de potência ativa, conforme ilustra a Figura 16. Nesta figura observa-se a curva tempo de detecção versus desbalanço de potência ativa para um relé de frequência considerando diferentes ajustes. A notação “±” antes de cada ajuste refere-se à variação em torno de 60 Hz, por exemplo, ± 1 Hz significa um ajuste de subfrequência de 59 Hz e um de sobrefrequência de 61 Hz. Essas curvas são denominadas curvas de desempenho ([12]) e se observa que quanto menor o desbalanço de potência, mais lenta é a atuação do relé. Os valores de desbalanço de potência estão em “pu”, em que a base de potência é a potência nominal do gerador sob análise (30 MVA neste caso).

Com o auxílio das curvas de desempenho e conhecendo os desbalanços de potência ativa das prováveis ilhas em um sistema de distribuição de energia elétrica pode-se selecionar o ajuste mais adequado do dispositivo de proteção para detectar o ilhamento dentro do tempo requerido pela concessionária de energia elétrica. Normalmente, esse tempo é inferior a 2 segundos ([1], [4]). Essa é a idéia principal em que se baseou a metodologia adaptativa desenvolvida.

Como o consumo das cargas dos sistemas de distribuição de energia elétrica pode sofrer variações significativas durante um período de operação, o desbalanço de potência ativa

pode ser afetado, assim como o desempenho anti-ilhamento dos relés baseados em medidas de frequência. Logo, o estabelecimento de um sistema de proteção anti-ilhamento que adapte seus ajustes às mais diversas condições de carregamento da rede de distribuição pode aumentar consideravelmente a eficiência da proteção de frequência e de taxa de variação de frequência. Neste contexto, este capítulo apresenta uma metodologia adaptativa para proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos. A principal idéia da metodologia proposta é a alteração periódica dos ajustes da função de proteção responsável pela proteção contra ilhamento, visando reduzir ou eliminar o período de operação em que o sistema encontra-se inseguro. Para tanto, foi desenvolvido um algoritmo capaz de identificar as regiões inseguras e sugerir ajustes para os relés durante os períodos em que o sistema está sob risco. Deve-se tomar cuidado na escolha dos ajustes, pois se forem muito sensíveis poderá haver casos de falsa operação, depreciando a segurança do sistema de proteção.

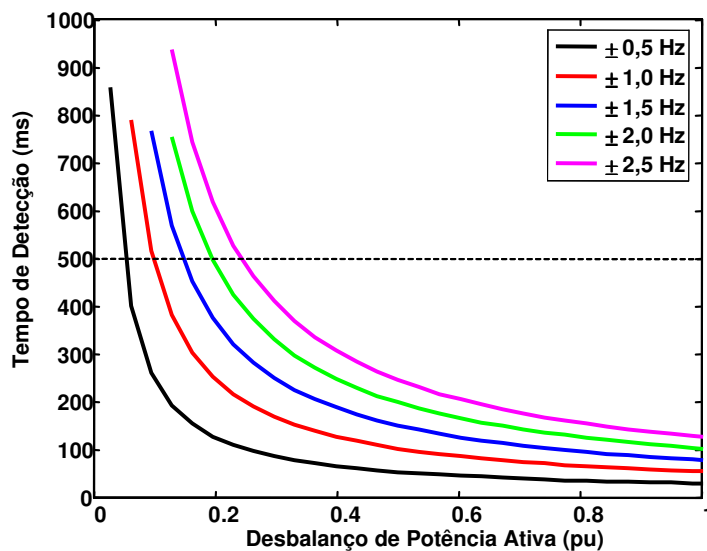


Figura 16 - Curvas de desempenho da proteção de sub/sobrefrequência.

A metodologia proposta neste capítulo baseia-se em simulação dinâmica não linear no domínio do tempo. Este procedimento, apesar de demandar muito esforço computacional, produz resultados mais precisos em função do elevado grau de detalhamento do modelo da máquina síncrona que foi empregado: modelo de sexta ordem ([24]) considerando regulador de tensão e fator de potência.

Todas as simulações mostradas nesta seção foram obtidas através do sistema apresentado na Figura 7. As cargas do sistema foram modeladas como impedância constante. O sistema de excitação do gerador distribuído foi controlado para manter a tensão terminal ou o fator de potência do gerador constante. A situação de ilhamento foi simulada através da

abertura de um dos dispositivos de seccionamento CB1, CB3 ou CB5. Portanto, os valores de desbalanços de potência ativa e reativa no subsistema ilhado correspondem ao fluxo de potência ativa e reativa nesses dispositivos de seccionamento no instante de desconexão com a supridora de energia.

A metodologia foi estruturada na forma de diagrama de blocos, conforme é mostrado na Figura 17. A seguir será mostrada de forma breve cada etapa da metodologia.

Ajustes a Serem Analisados: inicialmente, devem ser selecionados conjuntos de ajustes para serem analisados. Para a função de proteção de frequência, selecionam-se pares de ajustes de sub e sobrefrequência, conforme indica o modelo computacional do relé apresentado na Figura 11. Para ambas as funções de proteção, os ajustes a serem analisados podem ser temporizados;

Coletar Resultados: conforme descrito anteriormente, são realizadas simulações de ilhamento para um determinado tipo de função de proteção analisada (frequência ou taxa de variação da frequência), considerando uma dada condição de carregamento da rede elétrica (curva de carga) e modo de controle do sistema de excitação do gerador. As simulações são executadas para todos os grupos de ajuste definidos na etapa anterior e considerando cada ponto de desconexão capaz de originar uma ilha energizada. Para cada simulação, identifica-se se o relé atuou dentro do período estabelecido como máximo tempo de detecção. As condições de carregamento são definidas percorrendo-se os 96 pontos da curva de carga. Considera-se o gerador fornecendo potência ativa fixa durante todo o período de análise. Conforme já mencionado, essa consideração é válida tendo em vista que é comum que geradores distribuídos operem desta maneira ([1]). Finalmente, para cada ponto da curva de carga simulado são armazenados o tempo de atuação da proteção e os valores de desbalanço de potência ativa e reativa. Caso a proteção não tenha atuado em um tempo inferior ao estabelecido pela concessionária distribuidora de energia elétrica, atribui-se um valor negativo ao tempo de detecção. Esse valor negativo será utilizado para diferenciar as condições em que a proteção atuou daquelas em que houve falha na detecção do ilhamento.

Ajustes Detectaram o Ilhamento: nesse bloco são verificados quais ajustes detectaram o ilhamento, para cada ponto simulado da curva de carga;

Escolher o Ajuste com Maior Tempo de Detecção: para cada ponto da curva de carga e considerando os ajustes pré-selecionados na etapa anterior, deve ser escolhido o(s) ajuste(s) menos sensível para detecção do ilhamento, ou seja, com o maior tempo de detecção. Caso em um determinado instante exista mais de um ajuste escolhido, a metodologia verificará dentre esses ajustes qual tem valor mais distante de 60 Hz para a função de proteção de

frequência, ou de 0 (zero) para a função de proteção de taxa de variação da frequência. Essa escolha se baseia no fato de que os ajustes menos sensíveis estão menos sujeitos à possibilidade de falsa operação. Caso nenhum ajuste tenha provocado a atuação do relé, o algoritmo seleciona o ajuste menos sensível do grupo definido na etapa inicial;

Ajustes: a saída do algoritmo é uma tabela de ajustes indicando quais deles foram selecionados em cada instante da curva de carga;

A tabela de ajustes fornecida pelo algoritmo relaciona quais ajustes devem ser configurados no relé durante quais intervalos de tempo. Assim, essa característica fornece o caráter adaptativo da metodologia proposta. Os modernos relés digitais permitem a configuração de até 8 grupos de ajustes ([10]), sendo que cada um deles pode ser ativado e desativado automaticamente em instantes de tempo pré-determinados. Logo, a aplicação prática deste método é perfeitamente viável desde que haja algum dispositivo ou recursos internos do próprio relé que permitam executar a ativação de determinado grupo de ajuste em instantes de tempo específicos.

Dessa forma, espera-se obter um ganho considerável na proteção anti-ilhamento efetuada por relés baseados em medidas de frequência, quando comparada à eficiência do emprego de apenas um grupo de ajustes.

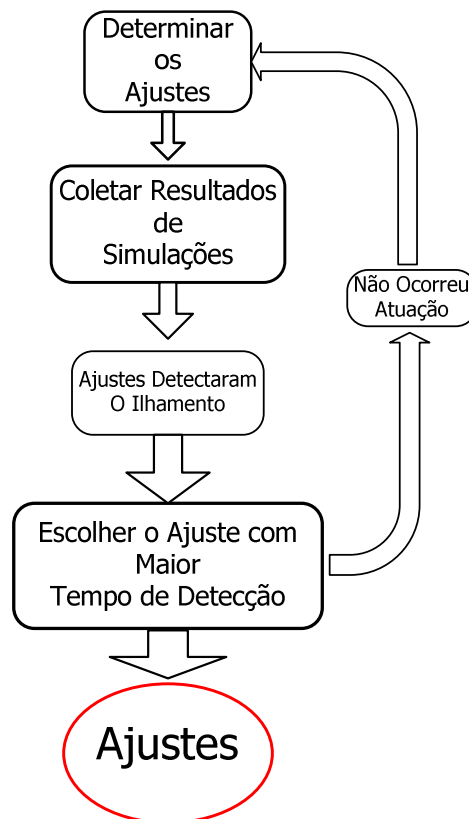


Figura 17 – Diagrama esquemático da metodologia proposta.

Os resultados da aplicação da metodologia adaptativa baseada em simulações dinâmicas são apresentados em seguida.

4.1 Resultados

A aplicação da metodologia se deu por meio das simulações de ilhamento no sistema elétrico apresentado na Figura 7, conforme abordado no capítulo anterior.

Os conjuntos de ajustes a serem testados na metodologia são apresentados na Tabela 2 e Tabela 3 para a função de proteção de sub/sobrefrequência e de taxa de variação de frequência (ROCOF), respectivamente.

Tabela 2 – Ajustes da proteção de sub/sobrefrequência.

	Ajustes (Hz)	Temporização (ms)
Ajuste - 1	57,0 - 60,5	0,0
Ajuste - 2	57,0 - 61,0	0,0
Ajuste - 3	58,5 - 60,5	0,0
Ajuste - 4	57,5 - 60,5	0,0
Ajuste - 5	59,5 - 60,5	0,0
Ajuste - 6	58,5 - 61,5	0,0
Ajuste - 7	57,0 - 60,5	300,0
Ajuste - 8	57,5 - 60,5	300,0
Ajuste - 9	59,5 - 60,5	300,0
Ajuste - 10	58,5 - 60,5	300,0
Ajuste - 11	59,5 - 61,5	0,0
Ajuste - 12	57,0 - 61,5	0,0
Ajuste - 13	59,5 - 61,0	0,0
Ajuste - 14	58,5 - 61,0	0,0
Ajuste - 15	57,5 - 61,0	0,0
Ajuste - 16	57,5 - 61,5	0,0

Tabela 3 – Ajustes da proteção de taxa de variação de frequência.

	Ajuste (Hz/s)	Temporização (ms)
Ajuste - 1	0,50	0,0
Ajuste - 2	1,50	0,0
Ajuste - 3	2,50	0,0
Ajuste - 4	0,50	300,0

Inicialmente, para um melhor entendimento da metodologia adaptativa proposta, o seguinte cenário-base será considerado:

- Gerador fornecendo 10 MW;

- Excitatriz configurada para controle de tensão terminal em 1 pu (6900 V);
- Ilhamento causado pela abertura do dispositivo de seccionamento CB1;
- Proteção anti-ilhamento feita por função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência;
- Tempo máximo para detecção de ilhamento: 500 ms. Após a ocorrência do ilhamento analisou-se a atuação da proteção por 500 ms. Caso não houvesse atuação dentro desse intervalo de tempo, foi considerada falha na detecção do ilhamento.

Aplicando as etapas definidas no fluxograma da Figura 17 para o conjunto de ajustes da Tabela 2, foi obtido o desempenho da função de proteção de frequência considerando todos esses ajustes, conforme ilustra a Figura 18. Observa-se que o eixo das abscissas representa o período de análise, o qual corresponde a 24 horas de operação do sistema elétrico, dividido em 96 intervalos de 15 minutos. As cores representam o tempo de detecção de cada um dos ajustes testados, conforme legenda das cores, em milissegundos, ao lado da figura. Cores em tom avermelhado representam os maiores tempos de atuação dos relés analisados (mais próximos de 500 ms), e a cor branca indica que determinado ajuste não atuou naquele período de tempo. Ressalta-se que o intuito da Figura 18 foi facilitar o entendimento da metodologia. Inicialmente, observa-se que a alteração dos ajustes em determinados períodos de tempo possibilita a detecção do ilhamento durante as 24 horas de análise. Os ajustes 7, 8 e 10 foram ineficientes durante todo o período, para o cenário considerado.

Para compreender a lógica da metodologia, seja o período compreendido entre 00:15 e 07:15, marcado pelo retângulo tracejado em vermelho. Observa-se que apenas os ajustes 5, 11 e 13 atuaram nesse intervalo de tempo. Nota-se pelas cores que os tempos de atuação desses ajustes foram iguais, pois a atuação se deu por subfrequência e todos eles têm o mesmo valor ajustado, 59,5 Hz. Dessa forma, qualquer um deles poderia ser selecionado. No entanto, o resultado das simulações mostra que a metodologia selecionou apenas o ajuste menos sensível dos três, ou seja, o ajuste com valor mais distante de 60 Hz. De acordo com essa constatação, o ajuste selecionado foi o de número 11, pois o valor de sobrefrequência é o maior dos três, ou seja, 61,5 Hz. Esse resultado está apresentado na segunda linha da Tabela 4.

Outra situação que pode ser analisada na Figura 18 compreende o período entre 13:00 e 16:00, no qual se observa que os ajustes 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 são viáveis (retângulo tracejado em verde). Como a metodologia proposta busca os ajustes menos sensíveis (maiores tempos), percebe-se pelas cores que os candidatos são os ajustes 1, 2, 9 e

12. Dentre, esses quatros ajustes a metodologia escolheu o de menor sensibilidade, o ajuste 12, conforme se observa na Tabela 2.

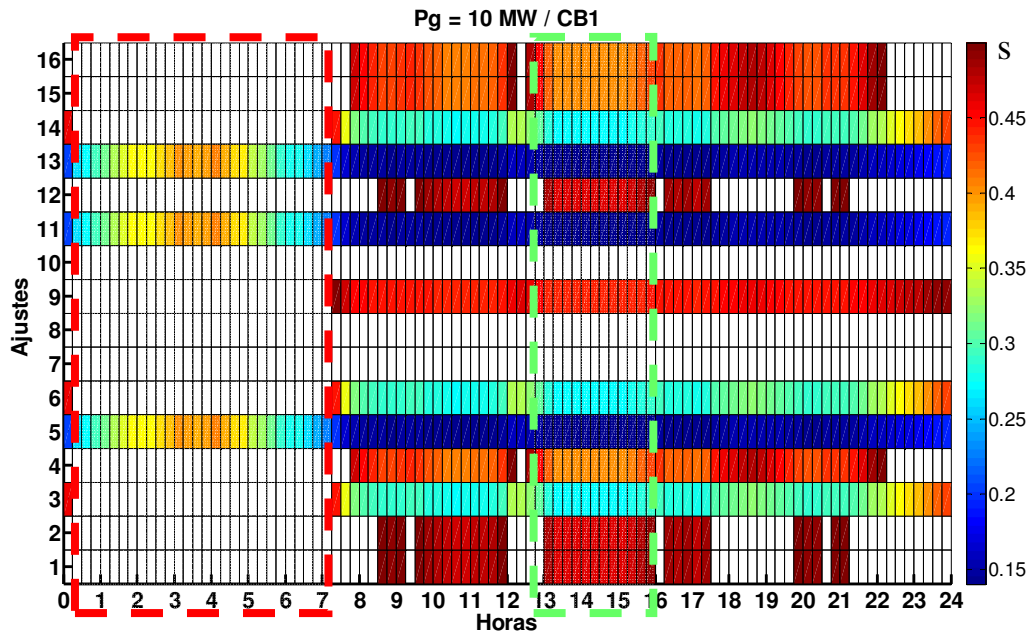


Figura 18 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Os resultados completos da metodologia são apresentados na Tabela 4 e foram obtidos conforme a idéia explicada nos dois exemplos anteriores. Ressalta-se que dos 16 grupos de ajustes possíveis, apenas 5 foram selecionados pela metodologia proposta: ajustes 6, 9, 11, 12, 16. A próxima etapa seria configurar esses 5 grupos de ajustes em um relé de sub/sobrefrequência microprocessado e programar, no próprio dispositivo ou em algum sistema de gerenciamento, a alteração dos ajustes de acordo com os períodos apontados na Tabela 4.

Tabela 4 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Ajustes				Período (hora:minuto)
Número	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
06	58,50	61,50	0,0	00:00 a 00:15
11	59,50	61,50	0,0	00:15 a 07:15
09	59,50	60,50	300,0	07:15 a 07:45
16	57,50	61,50	0,0	07:45 a 08:00
09	59,50	60,50	300,0	08:00 a 08:30
12	57,00	61,50	0,0	08:30 a 09:15
09	59,50	60,50	300,0	09:15 a 09:30
12	57,00	61,50	0,0	09:30 a 12:00
16	57,50	61,50	0,0	12:00 a 12:15
09	59,50	60,50	300,0	12:15 a 12:30
16	57,50	61,50	0,0	12:30 a 13:00
12	57,00	61,50	0,0	13:00 a 16:00
09	59,50	60,50	300,0	16:00 a 16:15
12	57,00	61,50	0,0	16:15 a 17:30
09	59,50	60,50	300,0	17:30 a 17:45
16	57,50	61,50	0,0	17:45 a 19:30
09	59,50	60,50	300,0	19:30 a 19:45
12	57,00	61,50	0,0	19:45 a 20:30
09	59,50	60,50	300,0	20:30 a 20:45
12	57,00	61,50	0,0	20:45 a 21:15
09	59,50	60,50	300,0	21:15 a 21:30
16	57,50	61,50	0,0	21:30 a 22:15
09	59,50	60,50	300,0	22:15 a 00:00

Ainda utilizando o mesmo cenário de operação do gerador distribuído, a metodologia foi avaliada considerando a função de proteção de taxa de variação da frequência, cujos ajustes analisados foram apresentados na Tabela 3. Assim, a Figura 19 apresenta o desempenho dos ajustes avaliados para essa proteção. Observa-se que no intervalo de tempo entre 06:30 e 00:00 todos os ajustes conseguem detectar uma condição de ilhamento, sendo o ajuste 4 aquele que apresentou maior tempo de detecção do ilhamento. De 00:00 a 06:30 houve três intervalos em que o ajuste 4 não foi selecionado pela metodologia. Estes intervalos são de 00:30 a 00:45, em que o ajuste 3 foi selecionado, e entre 03:00 a 03:15 e 03:45 a 04:00 em que o escolhido foi o ajuste 2. Esses resultados foram obtidos porque nos intervalos de tempo supracitados, o tempo de atuação do ajuste 4 foi inferior ao dos ajustes 3 e 2, respectivamente. Todos os ajustes são apresentados na Tabela 5. Ressalta-se aqui que a metodologia fornece todas as possibilidades possíveis de ajuste de forma a priorizar a atuação

da proteção anti-ilhamento tentando minimizar casos de falsa operação, e cabe ao engenheiro de proteção selecionar aqueles mais viáveis de serem implementados na prática. Portanto, tanto a figura que demonstra o desempenho de atuação dos relés, quanto a tabela com os ajustes finais são essenciais para se tomar a decisão correta quanto à configuração da proteção adaptativa. Por exemplo, na situação analisada, o engenheiro de proteção poderia selecionar apenas o ajuste 4 para a proteção anti-ilhamento durante todo o período de análise, visto que o mesmo teve atuação sempre superior a 400 ms.

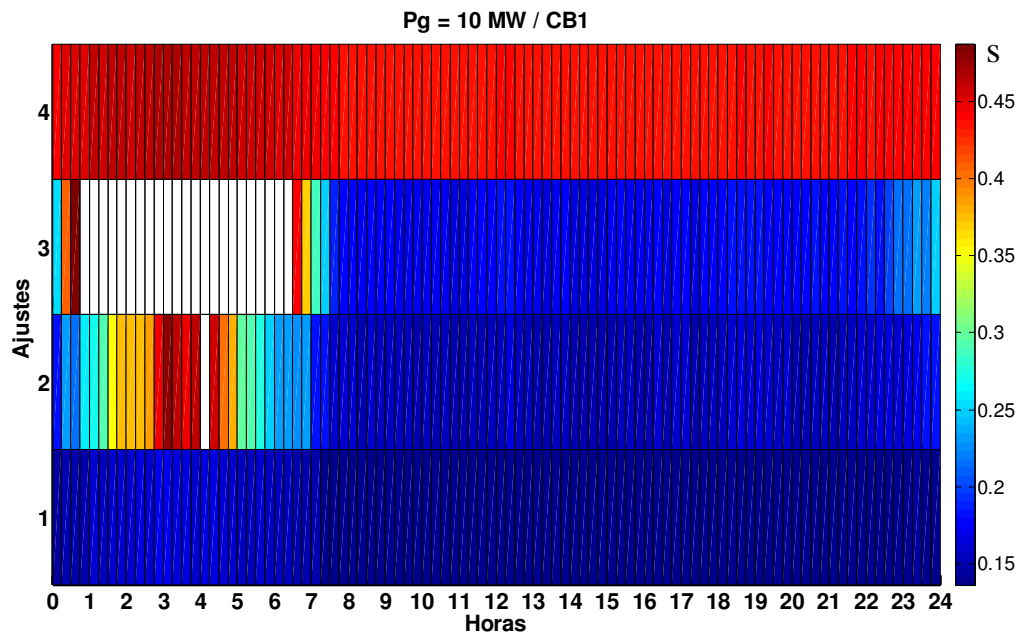


Figura 19 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Tabela 5 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
04	0,50	300,0	00:00 a 00:30
03	2,50	0,0	00:30 a 00:45
04	0,50	300,0	00:45 a 03:00
02	1,50	0,0	03:00 a 03:15
04	0,50	300,0	03:15 a 03:45
02	1,50	0,0	03:45 a 04:00
04	0,50	300,0	04:00 a 00:00

4.2 Aplicações da Metodologia Adaptativa

Uma vez explicada a metodologia proposta, torna-se necessário avaliar seu desempenho mediante diferentes condições operativas e comparar com os casos já analisados. Logo, nesta seção a aplicabilidade da metodologia proposta será avaliada quanto aos seguintes itens:

- Alteração do modo de controle da excitatriz do gerador distribuído;
- Variação do carregamento do gerador distribuído;
- Alteração do ponto de desconexão com a rede elétrica.

4.2.1 Alteração do Modo de Controle da Excitatriz do Gerador Distribuído

Nesta seção, a metodologia proposta será avaliada considerando o mesmo cenário anterior, com exceção de que a excitatriz do gerador síncrono distribuído será configurada para manter a potência reativa em 0 (zero) var. Portanto, tem-se:

- Gerador fornecendo 10 MW;
- Excitatriz configurada para controle de potência reativa em 0 (zero) var;
- Ilhamento causado pela abertura do dispositivo de seccionamento CB1;
- Proteção anti-ilhamento feita por função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência;
- Tempo máximo para detecção de ilhamento: 500 ms.

4.2.1.1 *Função de proteção de frequência*

Os resultados da aplicação da metodologia para a proteção de sub/sobrefrequência são apresentados na Figura 20 e Tabela 6. Observa-se que os ajustes tiveram maior dificuldade em detectar o ilhamento quando comparado ao caso estudado na Figura 18 (controle da tensão terminal), sendo que seis deles foram incapazes de operar durante todo o período de análise. De fato, tal como concluído em [12], sob controle de potência reativa em zero e cargas modeladas como impedância constante, pode haver maior dificuldade na detecção do ilhamento quando há déficit ou excesso de potência ativa e reativa simultaneamente. Observa-se que no intervalo de tempo entre 00:00 e 07:00, os ajustes 5, 11 e 13 conseguem detectar a condição de ilhamento com os mesmos tempos de atuação. Todos esses ajustes têm como subfrequência 59,5 Hz conforme apresentado na Tabela 2 implicando que a atuação se deu por um baixo déficit de potência ativa durante esse período. No intervalo de tempo 17:30

a 20:00, sete ajustes conseguiram detectar uma condição de ilhamento, sendo selecionado o ajuste 9 devido ao seu maior tempo de atuação. A Tabela 6 mostra os resultados completos da aplicação da metodologia.

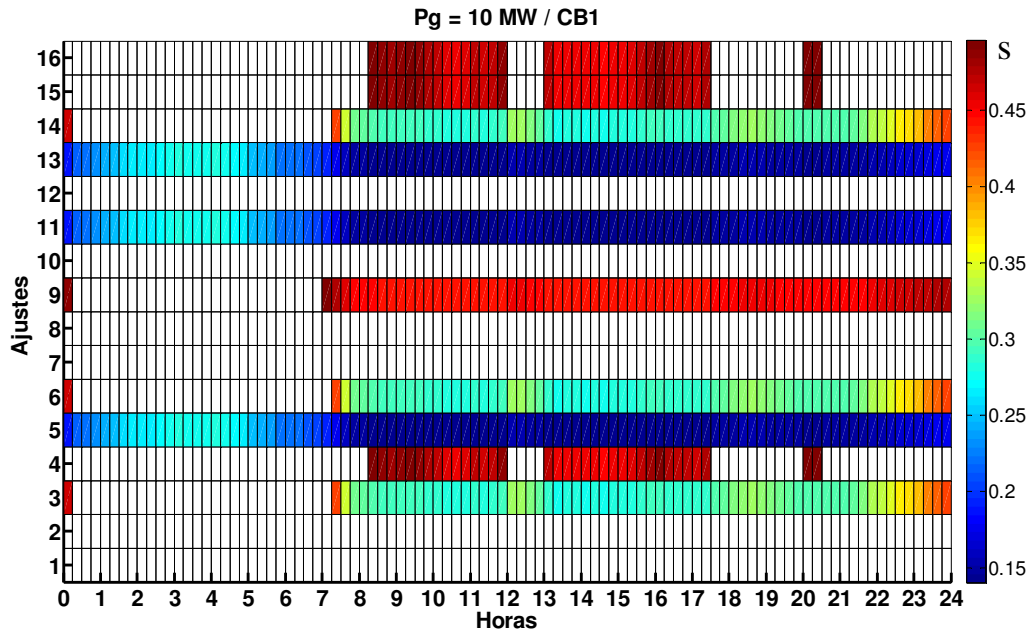


Figura 20 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Tabela 6 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Número	Ajustes			Período (hora:minuto)
	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
09	59,50	60,50	300,0	00:00 a 00:15
11	59,50	61,50	0,0	00:15 a 07:00
09	59,50	60,50	300,0	07:00 a 08:15
16	57,50	61,50	0,0	08:15 a 12:00
09	59,50	60,50	300,0	12:00 a 13:00
16	57,50	61,50	0,0	13:00 a 17:30
09	59,50	60,50	300,0	17:30 a 20:00
16	57,50	61,50	0,0	20:00 a 20:30
09	59,50	60,50	300,0	20:30 a 00:00

Comparando os resultados obtidos para os diferentes modos de controle da excitatriz, observa-se que o controle da potência reativa em zero resulta em condições mais restritivas, pois apenas três ajustes foram selecionados como adequados contra cinco ajustes escolhidos quando o gerador controlava tensão terminal em 1 pu.

4.2.1.2 Função de proteção de taxa de variação de frequência

Uma análise semelhante realizada para a função de proteção de taxa de variação de frequência é apresentada na Figura 21 e Tabela 7. Na Figura 21 observa-se que os ajustes 1, 2 e 4 são capazes de detectar a condição de ilhamento para todo o período do dia, sendo selecionado o ajuste 4 para todo o período de análise devido ao seu maior tempo de detecção, conforme mostram a Tabela 7 e a Figura 21.

Novamente observa-se que o resultado da metodologia foi mais restritivo nesta condição do que o verificado quando a excitatriz operava controlando tensão terminal em 1 pu. Naquela situação (Tabela 5), a metodologia recomendou os ajustes 2, 3 e 4.

Devido ao fato de os resultados da metodologia serem mais restritivos considerando a excitatriz controlada para manter a potência reativa em zero, esta será a condição admitida para as análises apresentadas nas seções subseqüentes.

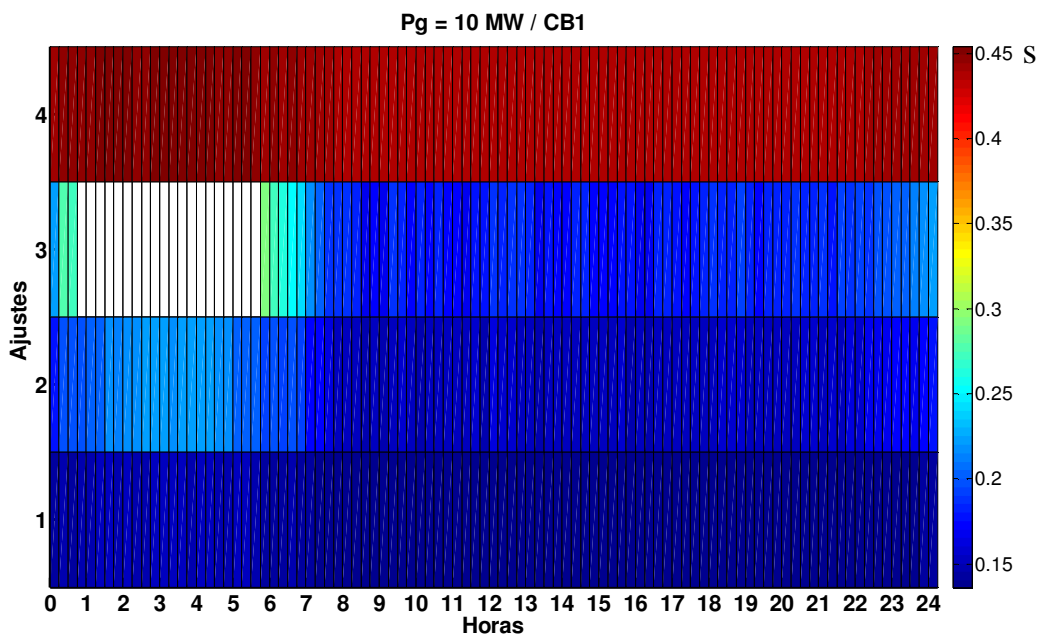


Figura 21 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Tabela 7 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
04	0,50	300,0	Todo o período

4.2.2 Variação do Carregamento do Gerador Distribuído

Nesta seção, o desempenho da metodologia proposta será avaliado considerando diferentes níveis de carregamento do gerador, além dos 10 MW já analisado. O seguinte cenário será analisado:

- Gerador fornecendo 10, 15 e 25 MW;
- Excitatriz configurada para controle de potência reativa em 0 (zero) var;
- Ilhamento causado pela abertura do dispositivo de seccionamento CB1;
- Proteção anti-ilhamento feita por função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência;
- Tempo máximo para detecção de ilhamento: 500 ms.

4.2.2.1 *Função de proteção de frequência*

A Figura 22 e a Tabela 8 mostram a resposta da metodologia considerando o gerador síncrono fornecendo 15 MW. Observa-se uma grande diferença em relação à Figura 20, em que o gerador fornecia 10 MW, destacando o fato de que há períodos em que nenhum dos ajustes considerados é eficiente na detecção do ilhamento, porque os desbalanços de potência ativa são insuficientes para ativar a proteção de frequência. Nesses casos, a metodologia seleciona o ajuste menos sensível dentre os analisados. Os resultados finais são apresentados na Tabela 8.

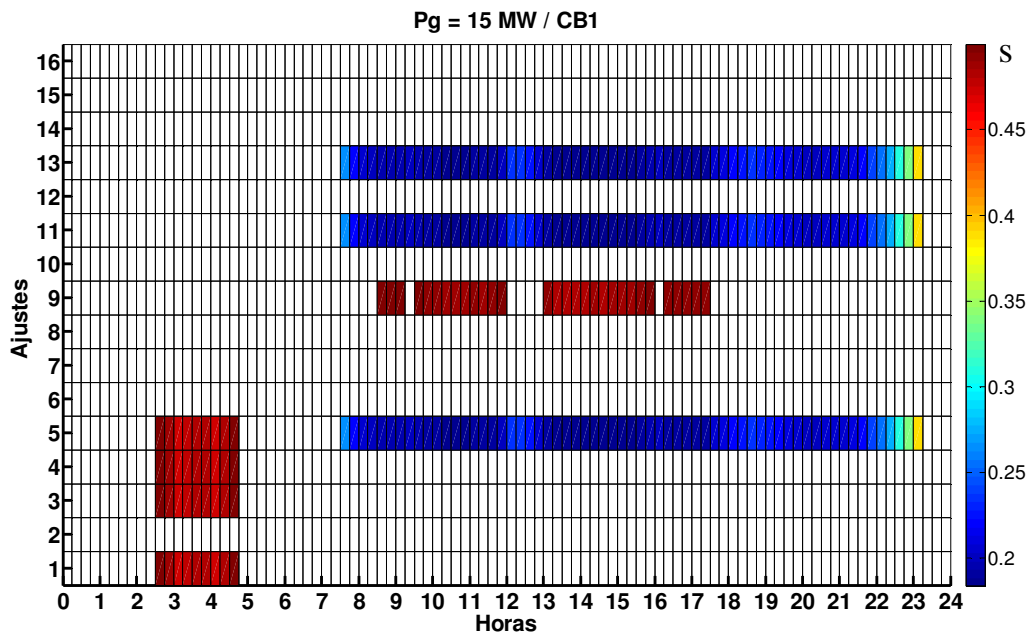


Figura 22 – Desempenho da função de proteção de freqüência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.

Tabela 8 – Ajustes da função de proteção de freqüência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.

Número	Ajustes			Período (hora:minuto)
	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
12	57,00	61,50	0,0	00:00 a 02:30
01	57,00	60,50	0,0	02:30 a 04:45
12	57,00	61,50	0,0	04:45 a 07:30
11	59,50	61,50	0,0	07:30 a 08:30
09	59,50	60,50	300,0	08:30 a 09:15
11	59,50	61,50	0,0	09:15 a 09:30
09	59,50	60,50	300,0	09:30 a 12:00
11	59,50	61,50	0,0	12:00 a 13:00
09	59,50	60,50	300,0	13:00 a 16:00
11	59,50	61,50	0,0	16:00 a 16:15
09	59,50	60,50	300,0	16:15 a 17:30
11	59,50	61,50	0,0	17:30 a 23:15
12	57,00	61,50	0,0	23:15 a 00:00

Considerando o gerador fornecendo 25 MW, têm-se os resultados apresentados na Figura 23 e Tabela 9. Observa-se que, diferentemente do observado no caso anterior, o ilhamento tem condições de ser detectado durante as 24 horas de operação do sistema elétrico. A Tabela 9 mostra que os ajustes escolhidos foram 2, 7 e 12, embora praticamente todos os

ajustes sejam candidatos durante quase todo o período de análise. Ressalta-se um perfil de resultados totalmente diferente do obtido para carregamento do gerador igual a 10 e 15 MW.

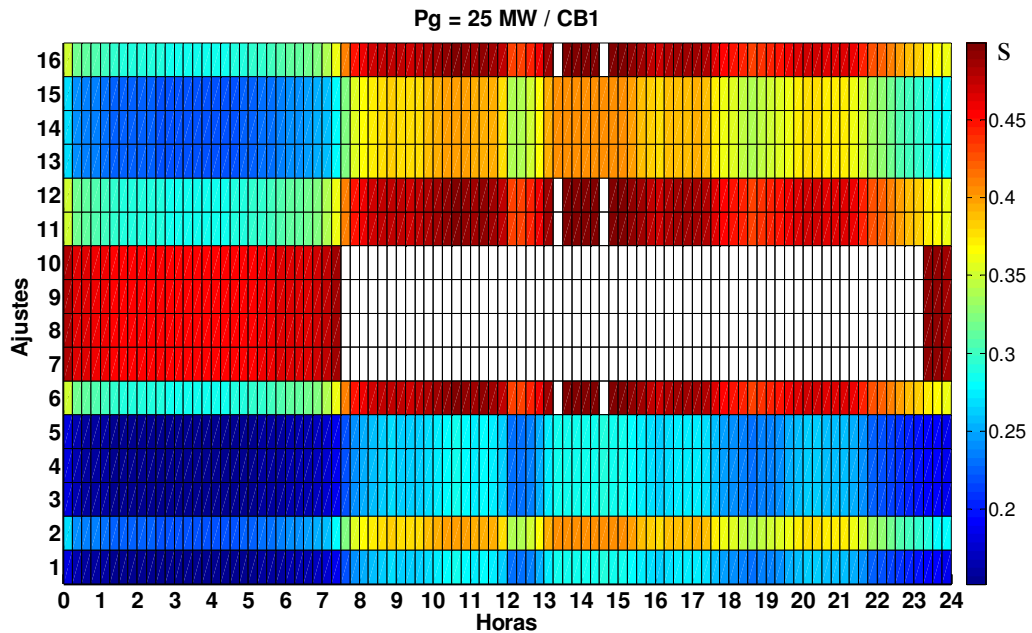


Figura 23 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.

Tabela 9 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.

Número	Ajustes			Período (hora:minuto)
	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
07	57,00	60,50	300,0	00:00 a 07:30
12	57,00	61,50	0,0	07:30 a 13:15
02	57,00	61,00	0,0	13:15 a 13:30
12	57,00	61,50	0,0	13:30 a 14:30
02	57,00	61,00	0,0	14:30 a 14:45
12	57,00	61,50	0,0	14:45 a 23:15
07	57,00	60,50	300,0	23:15 a 00:00

4.2.2.2 Função de proteção de taxa de variação de frequência

A Figura 24 e a Tabela 10 apresentam os resultados da aplicação da metodologia considerando o gerador fornecendo 15 MW. Observa-se na figura que houve vários casos em que a proteção de taxa de variação de frequência não foi capaz de detectar o ilhamento, dados os ajustes considerados. Os ajustes selecionados pela metodologia durante todo o período do dia são mostrados na Tabela 10. Todos os ajustes testados foram selecionados pela

metodologia em algum período do dia. No intervalo de tempo entre 06:30 e 07:00 a metodologia selecionou o ajuste 3, pelo fato de ele ser o menos sensível. No intervalo de tempo entre 23:00 e 06:30 a metodologia selecionou o ajuste 1, por ser o único a detectar a condição de ilhamento.

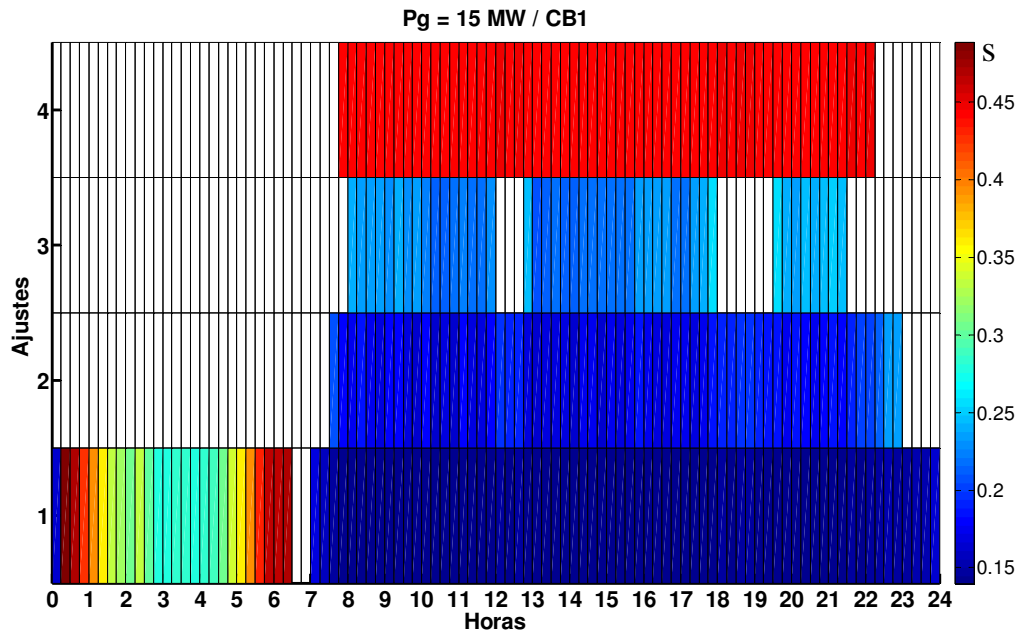


Figura 24 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.

Tabela 10 – Ajustes do relé de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 15 MW; abertura de CB1.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
01	0,50	0,0	00:00 a 06:30
03	2,50	0,0	06:30 a 07:00
01	0,50	0,0	07:00 a 07:30
02	1,50	0,0	07:30 a 07:45
04	0,55	300,0	07:45 a 22:15
02	1,50	0,0	22:15 a 23:00
01	0,50	0,0	23:00 a 00:00

Considerando o gerador fornecendo 25 MW, os resultados são mostrados na Figura 25 e Tabela 11. Com exceção do período entre 14:30 e 14:45 horas, todos os ajustes conseguem detectar a condição de ilhamento durante todo o período do dia, sendo o ajuste 4 como o de maior tempo de detecção. Portanto, este foi o ajuste selecionado durante a maior parte do tempo de análise, conforme pode ser observado na Tabela 11.

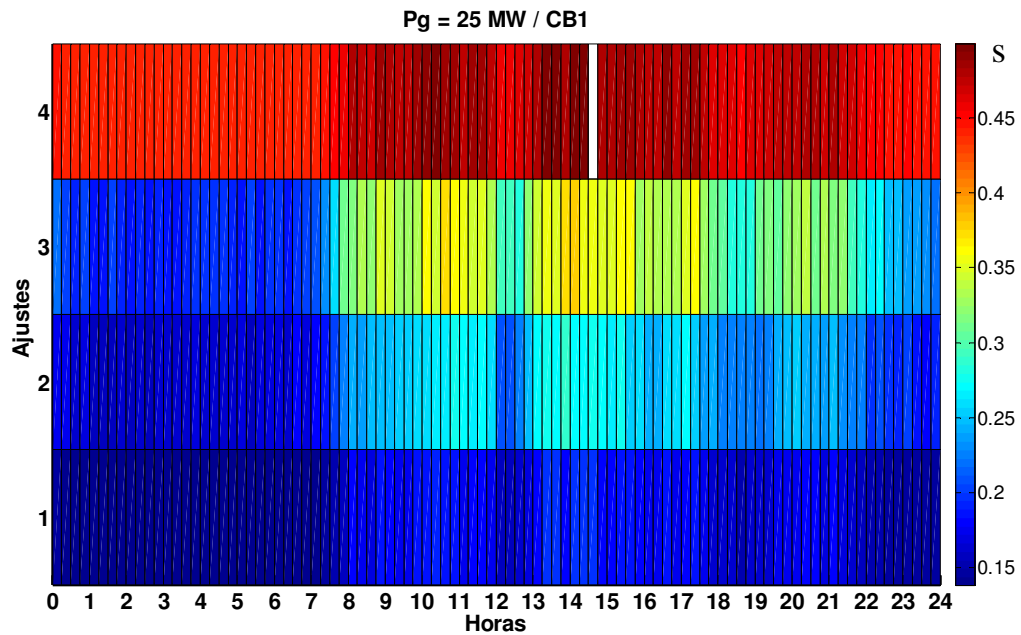


Figura 25 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.

Tabela 11 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 25 MW; abertura de CB1.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
04	0,50	300,0	00:00 a 14:30
03	2,50	0,0	14:30 a 14:45
04	0,50	300,0	14:45 a 00:00

4.2.3 Alteração do Ponto de Desconexão com a Rede Elétrica

Nos sistemas de distribuição pode haver mais de um ponto de desconexão entre a rede elétrica e o gerador distribuído, tornando possível a formação de ilhas energizadas com diferentes carregamentos. No sistema elétrico da Figura 7, o ilhamento pode ocorrer pela abertura dos dispositivos de seccionamento CB1, CB3 e CB5. Portanto, é necessário verificar se os ajustes obtidos considerando a abertura de um dispositivo podem ser empregados caso a condição de ilhamento seja provocada pela abertura dos outros dois dispositivos. Para atingir esse objetivo, a metodologia proposta será utilizada como ferramenta de análise. O seguinte cenário será avaliado:

- Gerador fornecendo 10 MW;

- Excitatriz configurada para controle de potência reativa em 0 (zero) var;
- Ilhamento causado pela abertura do dispositivo de seccionamento CB1, CB3 e CB5;
- Proteção anti-ilhamento feita por função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência;
- Tempo máximo para detecção de ilhamento: 500 ms.

4.2.3.1 Função de proteção de frequência

A Figura 26 e a Tabela 12 apresentam os resultados da metodologia quando da abertura do disjuntor CB3 e o gerador fornecendo potência ativa de 10MW. Na figura observa-se que houve detecção do ilhamento apenas entre 00:15 e 07:30. Isso aconteceu porque a abertura do dispositivo CB3 provoca uma ilha energizada com perfil de carga diferente daquela formada com a abertura do dispositivo CB1. Como consequência disso, o desbalanço de potência ativa se altera, influenciando o desempenho da função de proteção de frequência. Neste caso, o nível de desbalanço de potência ativa foi pequeno durante a maior parte do dia, a ponto de ser incapaz de provocar desvio de frequência suficiente para ativar a proteção. Na Tabela 12 são mostrados os ajustes selecionados pela metodologia durante todo o período do dia. No período que nenhum ajuste consegue detectar a condição de ilhamento, a metodologia selecionou o ajuste 12 por ser o menos sensível de todos os ajustes simulados.

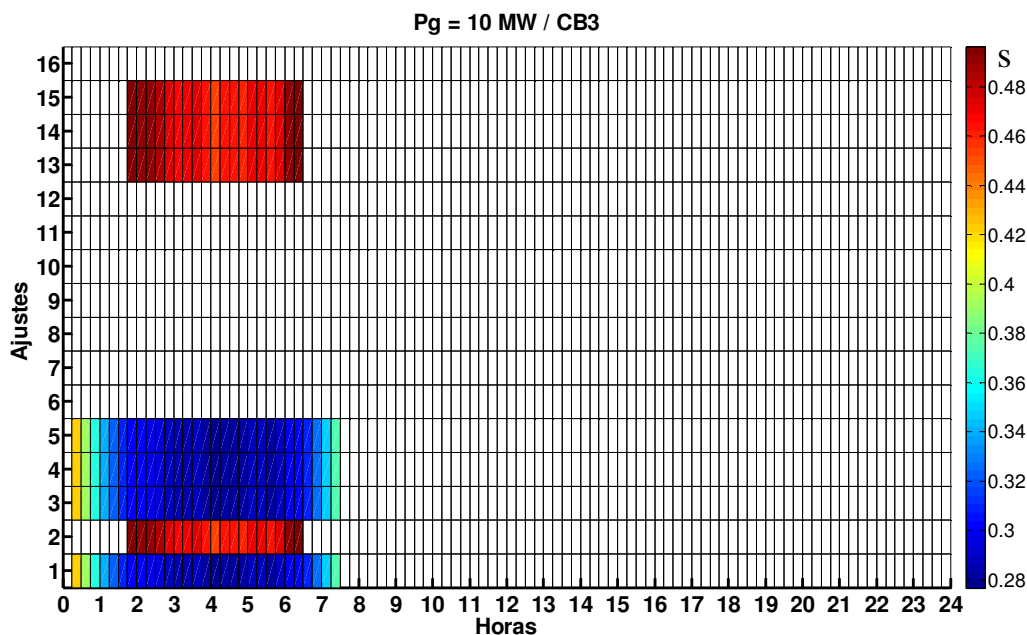


Figura 26 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.

Tabela 12 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.

Ajustes				Período (hora:minuto)
Número	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
12	57,00	61,50	0,0	00:00 a 00:15
01	57,00	60,50	0,0	00:15 a 01:45
02	57,00	61,00	0,0	01:45 a 06:30
01	57,00	60,50	0,0	06:30 a 07:30
12	57,00	61,50	0,0	07:30 a 00:00

Para analisar o desempenho da metodologia considerando a abertura do dispositivo CB5, fez-se o uso da Figura 27 e da Tabela 13. Observa-se que, diferentemente do caso anterior, ocorre a detecção do ilhamento em todo o período de análise, pois o desbalanço de potência ativa foi superior na maior parte do dia. Na Tabela 13 são mostrados os ajustes que foram selecionados pela metodologia proposta. No período 00:15 a 07:30 horas a metodologia selecionou o ajuste 07 por ser o ajuste menos sensível dentre aqueles com maiores tempos de detecção.

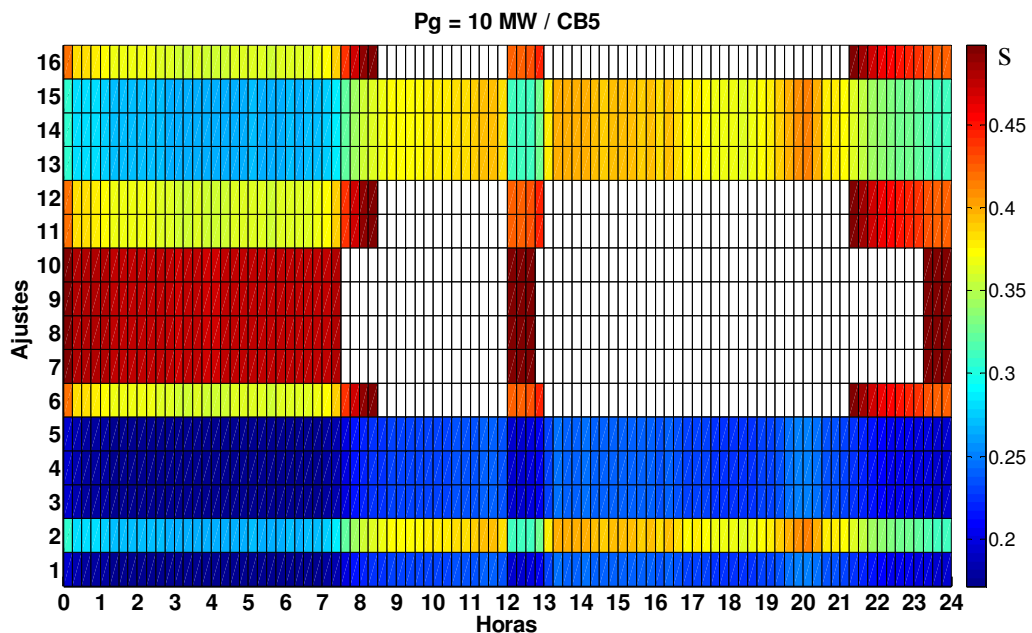


Figura 27 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.

Tabela 13 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.

Ajustes				Período (hora:minuto)
Número	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
07	57,00	60,50	300,0	00:00 a 07:30
12	57,00	61,50	0,0	07:30 a 08:30
02	57,00	61,00	0,0	08:30 a 12:00
07	57,00	60,50	0,0	12:00 a 12:45
12	57,00	61,50	0,0	12:45 a 13:00
02	57,00	61,00	0,0	13:00 a 21:15
12	57,00	61,50	0,0	21:15 a 23:15
07	57,00	60,50	300,0	23:15 a 00:00

De posse dos resultados considerando a abertura dos dispositivos de seccionamento CB1, CB3 e CB5 é possível estabelecer um conjunto de ajustes que satisfaça às três condições simultaneamente. Esse resultado é importante, pois não se sabe à priori qual dos dispositivos atuará para formar a ilha energizada. Para fazer essa análise, deve-se lançar mão dos gráficos de cores apresentados previamente na Figura 20, Figura 26 e Figura 27. Agrupando essas figuras em uma mesma imagem, obtém-se a Figura 28 para auxiliar na análise. Nessa figura, os ajustes de 1 a 16 correspondem à atuação causada pela abertura do dispositivo CB1. As cores apresentadas para os ajustes 17 até o 32 representam a atuação dos mesmos considerando a abertura de CB3. Por fim, os resultados apresentados para o ajuste 33 até o ajuste 48 são devidos à abertura do CB5. Os ajustes 17 a 32 e 33 a 48 correspondem àqueles apresentados na Tabela 2, sendo que a equivalência entre eles está apresentada na Tabela 14.

A lógica da metodologia para definir o conjunto de ajustes neste caso é, em cada período de análise (15 minutos), identificar quais ajustes detectam o ilhamento simultaneamente para a abertura de qualquer um dos três dispositivos de seccionamento. Deste conjunto de ajustes, escolhe-se então o menos sensível. Pode haver situações em que nenhum ajuste detecta o ilhamento para a abertura de determinado dispositivo de seccionamento. Nestas circunstâncias, a metodologia ignora esse caso e analisa apenas os ajustes que atuaram devido à abertura dos outros dispositivos de proteção. Na situação extrema de existirem períodos em que nenhum ajuste provoque a detecção do ilhamento para a abertura de qualquer dispositivo de seccionamento, a metodologia seleciona o menos sensível, conforme já explicado. Os resultados completos da aplicação da metodologia são mostrados na Tabela 15. Cabe ressaltar que, havendo a abertura do dispositivo CB3 em qualquer instante entre 7:30 e 0:00, o sistema de proteção não detectará o ilhamento, pois

nenhum dos ajustes atuaria. A solução deste problema abrange a substituição do esquema de proteção anti-ilhamento por outro mais eficiente, no entanto isso não está no escopo deste trabalho e por isso não será abordado.

Tabela 14 – Numeração equivalente dos ajustes da Figura 28.

Numeração Original	Numeração Equivalente	Ajustes (Hz)	Temporização (ms)
Ajuste - 1	17 e 33	57,0 - 60,5	0,0
Ajuste - 2	18 e 34	57,0 - 61,0	0,0
Ajuste - 3	19 e 35	58,5 - 60,5	0,0
Ajuste - 4	20 e 36	57,5 - 60,5	0,0
Ajuste - 5	21 e 37	59,5 - 60,5	0,0
Ajuste - 6	22 e 38	58,5 - 61,5	0,0
Ajuste - 7	23 e 39	57,0 - 60,5	300,0
Ajuste - 8	24 e 40	57,5 - 60,5	300,0
Ajuste - 9	25 e 41	59,5 - 60,5	300,0
Ajuste - 10	26 e 42	58,5 - 60,5	300,0
Ajuste - 11	27 e 43	59,5 - 61,5	0,0
Ajuste - 12	28 e 44	57,0 - 61,5	0,0
Ajuste - 13	29 e 45	59,5 - 61,0	0,0
Ajuste - 14	30 e 46	58,5 - 61,0	0,0
Ajuste - 15	31 e 47	57,5 - 61,0	0,0
Ajuste - 16	32 e 48	57,5 - 61,5	0,0

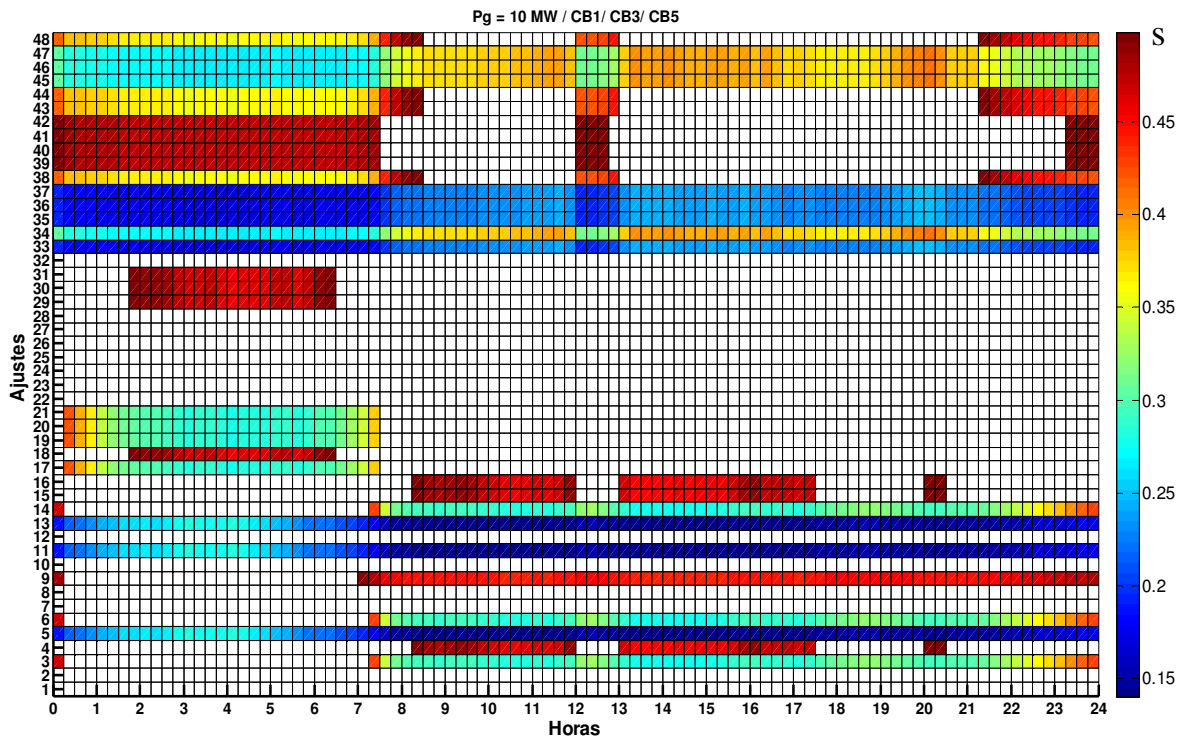


Figura 28 – Desempenho da função de proteção de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.

Tabela 15 – Ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.

Número	Ajustes			Período (hora:minuto)
	Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Temporização (ms)	
09	59,50	60,50	300,0	00:00 a 00:15
05	59,50	60,50	0,0	00:15 a 07:15
06	58,50	61,50	0,0	07:15 a 08:15
04	57,50	60,50	0,0	08:15 a 08:30
15	57,50	61,00	0,0	08:30 a 12:00
09	59,50	60,50	300,0	12:00 a 12:45
14	58,50	61,00	0,0	12:45 a 13:00
15	57,50	61,00	0,0	13:00 a 17:30
13	59,50	61,00	0,0	17:30 a 20:00
15	57,50	61,00	0,0	20:00 a 20:30
13	59,50	61,00	0,0	20:30 a 21:15
11	59,50	61,50	0,0	21:15 a 23:15
09	59,50	60,50	300,0	23:15 a 00:00

4.2.3.2 Função de proteção de taxa de variação de frequência

Para a proteção de taxa de variação de frequência e considerando a abertura do dispositivo CB3, os resultados são apresentados na Figura 29 e Tabela 16. Observa-se que no intervalo de tempo entre 02:45 e 06:00 horas todos os ajustes conseguem detectar a condição de ilhamento. Em alguns períodos os ajustes não conseguem detectar a condição de ilhamento, por haver pequenos desbalanços de potência ativa, como por exemplo, o período de 07:45 a 10:15 horas. No intervalo de tempo entre 18:45 e 21:45 horas somente o ajuste 1 consegue detectar a condição de ilhamento. Os ajustes selecionados pela metodologia durante todo o período do dia são apresentados na Tabela 16. Comparando esses resultados com os obtidos considerando a abertura de CB1 (Figura 21), observa-se que o desempenho do relé foi bem superior naquela situação e apenas um ajuste foi selecionado pela metodologia.

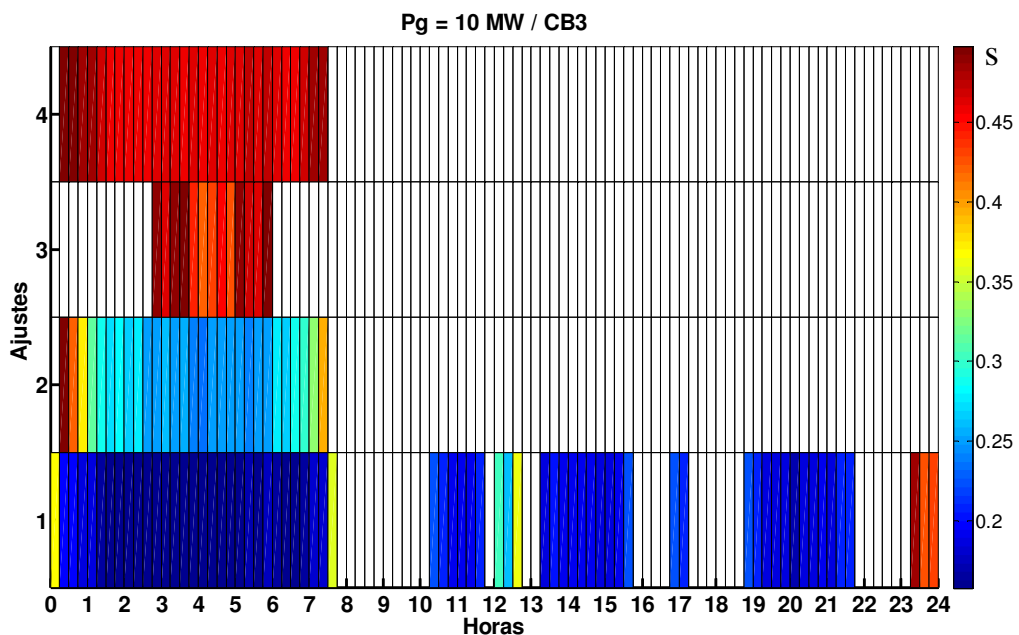


Figura 29 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.

Tabela 16 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB3.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
01	0,50	0,0	00:00 a 00:15
02	1,50	0,0	00:15 a 00:30
04	0,50	300,0	00:30 a 02:45
03	2,50	0,0	02:45 a 03:45
04	0,50	300,0	03:45 a 05:00
03	2,50	0,0	05:00 a 05:15
04	0,50	300,0	05:15 a 05:30
03	2,50	0,0	05:30 a 06:00
04	0,50	300,0	06:00 a 07:30
01	0,50	0,0	07:30 a 07:45
03	2,50	0,0	07:45 a 10:15
01	0,50	0,0	10:15 a 11:45
03	2,50	0,0	11:45 a 12:00
01	0,50	0,0	12:00 a 12:45
03	2,50	0,0	12:45 a 13:15
01	0,50	0,0	13:15 a 15:45
03	2,50	0,0	15:45 a 16:45
01	0,50	0,0	16:45 a 17:15
03	2,50	0,0	17:15 a 18:45
01	0,50	0,0	18:45 a 21:45
03	2,50	0,0	21:45 a 23:15
01	0,50	0,0	23:15 a 24:00

Os resultados obtidos pela metodologia considerando a abertura do dispositivo CB5 são apresentados na Figura 30 e Tabela 17, onde se pode observar que o desempenho dessa função de proteção é superior aos dois casos analisados anteriormente. O ajuste 4 foi escolhido pela metodologia por ser aquele com o maior tempo de detecção dentre todos os analisados.

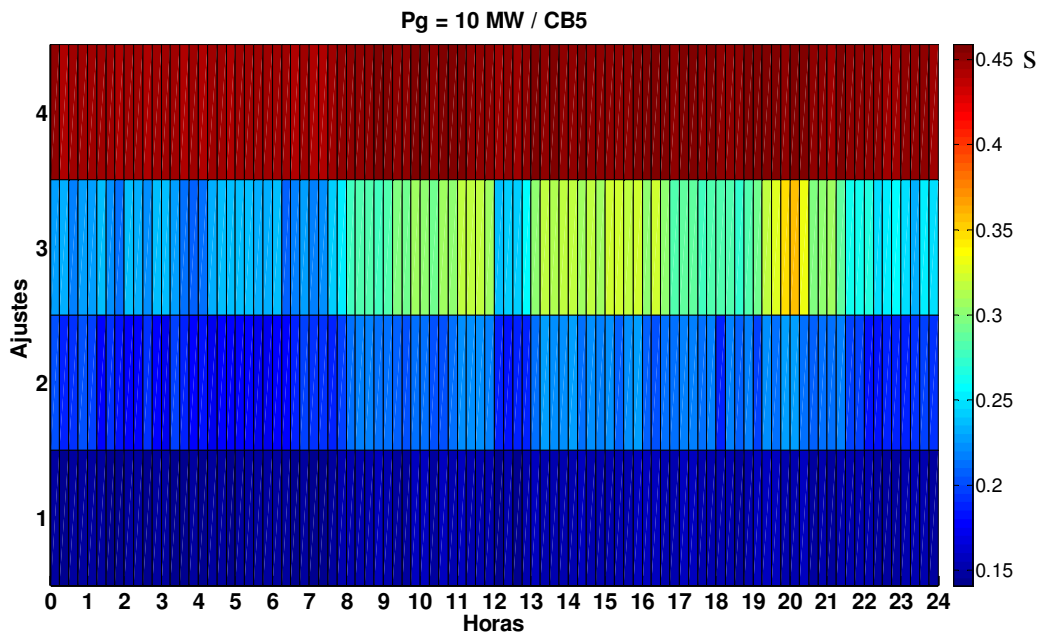


Figura 30 – Desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.

Tabela 17 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB5.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
04	0,50	300,0	Todo o período

De forma semelhante ao que foi feito para a proteção de frequência, a metodologia pode ser aplicada para fornecer os ajustes considerando os três dispositivos de desconexão existentes no sistema elétrico analisados. Pela análise da Figura 21, Figura 29 e Figura 30 pode-se concluir que para esse sistema elétrico, considerando o gerador fornecendo 10 MW e operando com controle de potência reativa em 0 var, o ajuste com o maior número de vezes selecionado pela metodologia é o ajuste 4. A Figura 31 e a Tabela 18 confirmam essa observação. Na Figura 31 aplicou-se a mesma idéia da Figura 28, ou seja, os ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência apresentados na Tabela 3 foram apresentados sequencialmente de forma que os resultados para os ajustes de 1 a 4 correspondam à abertura do dispositivo CB1. Do ajuste 5 ao 8, os resultados correspondem à abertura do CB3. Finalmente, os resultados dos ajustes entre 9 e 12, indicam a abertura do CB5. Os ajustes de 5 a 8 e de 9 a 12 são os mesmos apresentados na Tabela 3 como de 1 a 4.

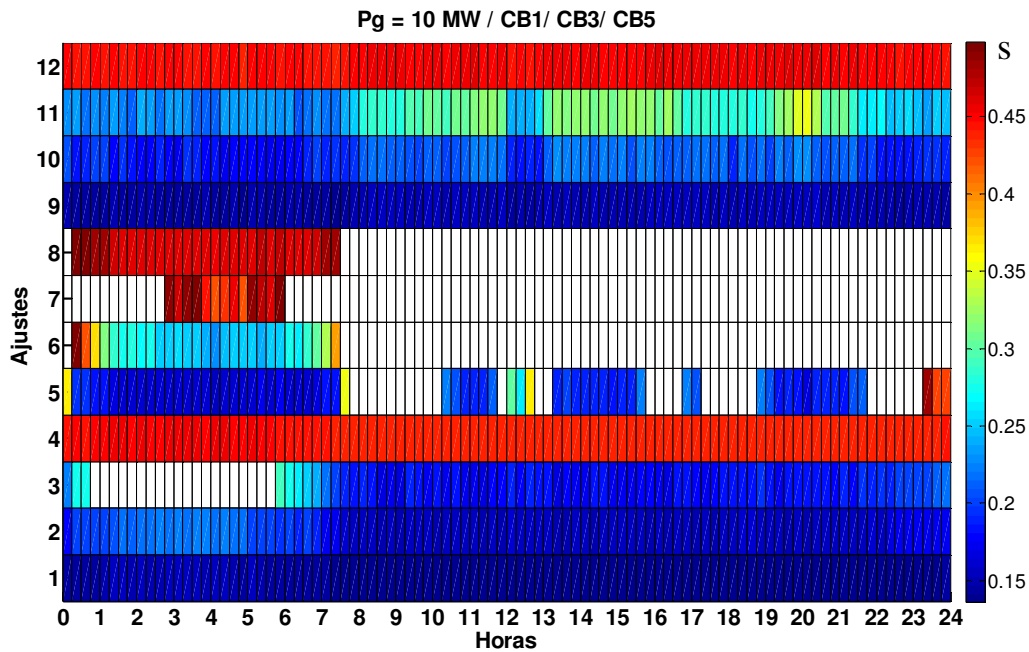


Figura 31 – Desempenho do da função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3 e CB5.

Tabela 18 – Ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1, CB3, CB5.

Ajustes			Período (hora:minuto)
Número	Taxa (Hz/s)	Temporização (ms)	
01	0,5	0,0	00:00 a 00:15
04	0,5	300,0	00:15 a 10:15
01	0,5	0,0	10:15 a 11:45
04	0,5	300,0	11:45 a 12:00
01	0,5	0,0	12:00 a 12:45
04	0,5	300,0	12:45 a 13:15
01	0,5	0,0	13:15 a 15:45
04	0,5	300,0	15:45 a 16:45
01	0,5	0,0	16:45 a 17:15
04	0,5	300,0	17:15 a 18:45
01	0,5	0,0	18:45 a 21:45
04	0,5	300,0	21:45 a 23:15
01	0,5	0,0	23:14 a 24:00

4.3 Considerações Finais

Nas seções anteriores observou-se que a metodologia proposta é eficiente em prover uma proteção capaz de detectar o defeito durante a maior parte do período de análise, deixando claro o ganho obtido em relação a configurar os relés com apenas um ajuste. Ressalta-se que a metodologia adaptativa apresentada neste capítulo se classifica como *offline*, pois todo o processamento das informações é realizado à priori de sua execução, admitindo um perfil de carga típico para o alimentador de distribuição em análise e uma única configuração operativa do gerador distribuído. Como “única configuração operativa” entende-se o modo de controle da excitatriz e fornecimento de potência ativa inalterados durante todo o período de operação. A alternância entre os grupos de ajustes dos relés deve ser realizada por meio de uma função automática que os seleciona conforme o período. Logo, os relés devem estar sincronizados com o horário vigente.

Capítulo 5

Metodologia Adaptativa: Abordagem Analítica

Muito embora a metodologia apresentada no Capítulo 4 tenha fornecido resultados satisfatórios, são necessárias várias simulações computacionais para validá-la. Além disso, é preciso definir os conjuntos de ajustes a serem analisados. Portanto, a eficiência da metodologia depende da escolha desses ajustes: quanto mais ajustes forem escolhidos, maior tende a ser a eficiência do método proposto. Uma nova metodologia adaptativa baseada em expressões analíticas será capaz de reduzir o número de simulações dinâmicas necessárias para obter os ajustes finais dos dispositivos de proteção e analisar vários ajustes simultaneamente, podendo de fato selecionar os mais eficientes que atendam a critérios pré-estabelecidos.

A metodologia baseada em simulações dinâmicas apresentada neste trabalho é precisa, uma vez que não está baseada em nenhuma hipótese simplificadora. Logo, a mesma será empregada para validar os resultados obtidos pelo novo método analítico proposto.

5.1 Revisão das Fórmulas Analíticas

A abordagem analítica da metodologia adaptativa proposta neste trabalho é baseada em um conjunto de fórmulas desenvolvidas em [12], as quais permitem estimar o desempenho das proteções baseadas em medidas de frequência empregadas em esquemas de proteção anti-

ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Logo, para um melhor entendimento do método proposto neste trabalho, uma revisão dessas fórmulas faz-se necessária.

Para obter as fórmulas analíticas, parte-se da modelagem clássica do gerador síncrono em que o mesmo é representado pelo modelo de uma fonte de tensão atrás de uma reatância ([24]). Em seguida, considera-se o gerador conectado em um sistema de distribuição e alimentando uma carga local, conforme mostrado na Figura 32. Em regime permanente, a potência mecânica P_M (igual à potência elétrica P_{GS}) do gerador síncrono está equilibrada com a potência elétrica P_L consumida pela carga L e com a potência elétrica P_{SIS} fornecida (ou consumida) pela rede elétrica. Portanto, a velocidade ω e o ângulo θ do rotor do gerador síncrono são constantes. Depois da abertura do disjuntor DJ, o desbalanço de potência ativa ΔP , cujo valor é igual a P_{SIS} , causa transitórios no gerador síncrono. O comportamento dinâmico pode ser determinado usando a equação de oscilação da máquina síncrona. No desenvolvimento matemático a seguir, admite-se que as cargas são representadas pelo modelo de potência constante. A equação de oscilação do gerador síncrono é dada por (5):

$$\begin{cases} \frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_L = -P_{SIS} = \Delta P \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases} \quad (5)$$

em que H é a constante de inércia do gerador, $\omega_0 = 2\pi f_0$ é a velocidade síncrona, f_0 é a frequência nominal do sistema e as demais variáveis já foram definidas previamente. Essa equação será empregada para representar a dinâmica do gerador. As fórmulas analíticas para cada uma das funções de proteção baseada em medidas de frequência analisadas neste trabalho de mestrado são apresentadas a seguir.

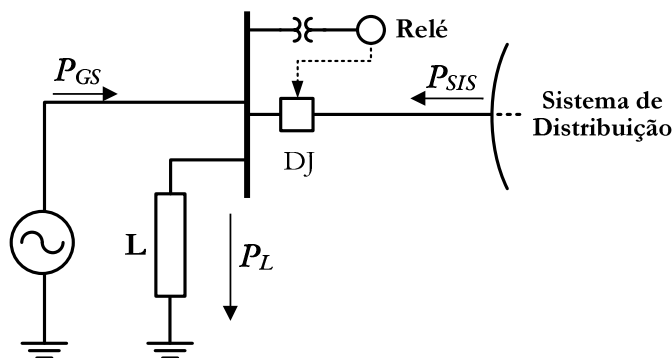


Figura 32- Gerador síncrono operando em paralelo com o sistema de distribuição.

5.1.1 Proteção de Sub/Sobrefrequência

Solucionando o sistema de equações (5), pode-se determinar a velocidade do rotor do gerador resultando na expressão (6):

$$\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t + \omega_0 \quad (6)$$

O comportamento da velocidade angular no tempo pode ser representado por $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$. Substituindo esta expressão na equação (6), tem-se:

$$\omega_0 + \Delta\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t + \omega_0 \Rightarrow \Delta\omega = \frac{\omega_0 \cdot \Delta P}{2H} t \quad (7)$$

Sendo: $\omega = 2\pi f$, em que f é a frequência elétrica do sistema, segue

$$\Delta f = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H} t \quad (8)$$

A equação (8) fornece a relação entre o desvio de frequência da rede ilhada (Δf), o tempo de detecção (t) e o desbalanço de potência ativa (ΔP). Para simplificar, admite-se que o ajuste da função de proteção de sub/sobrefrequência é um valor correspondente ao desvio (Δf) em torno de 60 Hz. Assim, no limiar de operação do relé, a grandeza medida Δf é igual ao ajuste da função de proteção, o qual será representado por β . Portanto, $\Delta f = \beta$. Além disso, relés comerciais de frequência possuem um tempo mínimo de operação referente aos atrasos no circuito de medição e algoritmo do relé. Este tempo será representado por Δt . Logo, o tempo total de detecção do relé (t_d) é composto pelo tempo de detecção do evento mais o tempo mínimo de operação (Δt). Assim, tem-se a equação (9).

$$t = t_d - \Delta t \quad (9)$$

Substituindo (9) em (8), tem-se:

$$\beta = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H} (t_d - \Delta t) \quad (10)$$

A expressão (10) pode ser solucionada para o desbalanço de potência ativa ΔP como segue:

$$\Delta P = \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot (t_d - \Delta t)} \quad (11)$$

Solucionando a equação (10) para o tempo t_d , obtém-se:

$$t_d = \frac{2H \cdot \beta}{f_0 \cdot \Delta P} + \Delta t \quad (12)$$

5.1.2 Proteção de Taxa de Variação de Frequência

A taxa de variação de frequência pode ser calculada solucionando a equação (5), resultando na expressão (13):

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} \cdot \Delta P \quad (13)$$

De acordo com a equação (13), a taxa de variação da frequência é proporcional ao desbalanço de potência ativa. Tomando-se o modelo computacional da função de proteção de taxa de variação de frequência, representado na Figura 33, observa-se que o sinal K utilizado para disparar a proteção corresponde ao valor da taxa de variação de frequência calculada depois que o sinal de entrada do relé (frequência elétrica) é processado por filtros. Estes, por sua vez, foram representados por uma função de transferência de primeira ordem, com constante de tempo T_a .

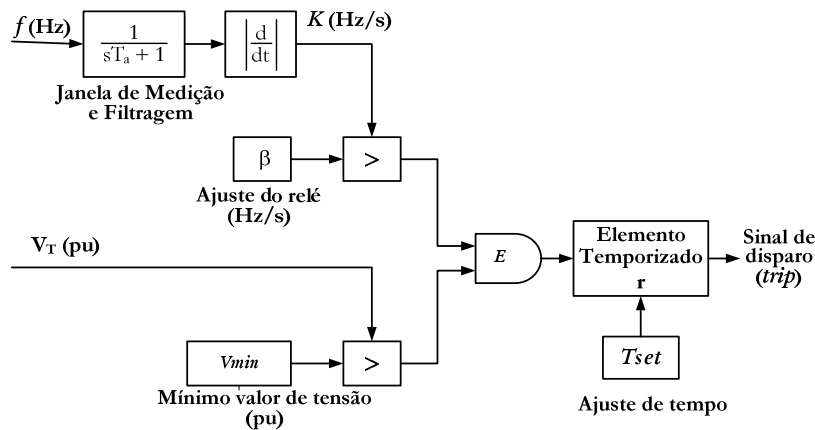


Figura 33 – Modelo computacional da função de proteção de taxa de variação de frequência.

Assim, da equação (13) e da Figura 33 determina-se o sinal utilizado pela função de proteção por meio da equação (14):

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H \cdot (T_a s + 1)} \quad (14)$$

em que “s” representa o operador d/dt e T_a é a constante de tempo do filtro e da janela de medição do relé que contém a função de proteção de taxa de variação de frequência. Em $t = 0$, tem-se $K(0) = 0$ porque o sistema está operando em regime permanente. Portanto, a solução da equação (14) no domínio do tempo é dada por:

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (15)$$

O relé de taxa de variação de frequência atua se o valor do sinal K for maior que o valor β ajustado no relé. Imediatamente antes da atuação do relé, ambos os sinais são iguais e assim é possível substituir K por β em (15), resultando:

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (16)$$

A função de proteção de taxa de variação de frequência também possui um tempo mínimo de operação devido aos atrasos do circuito de medição, cálculo da taxa de variação de frequência e execução do algoritmo do relé. Esse tempo também é representado por Δt . Portanto, o tempo total de detecção do relé (t_d) é composto pelo tempo de detecção do evento (t na equação (16)) mais o tempo mínimo de operação. A relação entre estas variáveis foi apresentada na equação (9) para a função de proteção de frequência e também é válida para a função de proteção de taxa de variação de frequência. Logo, substituindo (9) em (16), tem-se:

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right) \quad (17)$$

Adicionalmente, solucionando a equação (17) para desbalanços de potência ativa ΔP e para o tempo t_d , têm-se as equações (18) e (19), respectivamente.

$$\Delta P = \frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right)^{-1} \quad (18)$$

$$t_d = -T_a \cdot \ln \left(1 - \frac{2H}{f_0 \Delta P} \beta \right) + \Delta t \quad (19)$$

5.1.3 Fórmulas Empíricas para Casos Genéricos

A exatidão das fórmulas apresentadas na seção anterior foi verificada em [12], em que seus resultados foram comparados aos resultados de simulações dinâmicas e os erros foram muito pequenos. No entanto, essa elevada exatidão apenas foi verificada se as cargas do sistema elétrico eram modeladas do tipo potência constante. Para cargas dependentes da

tensão, tipo corrente e impedância constantes, ocorreram erros elevados uma vez que a variação da tensão após o ilhamento provoca alterações no desbalanço da potência ativa da rede ilhada que, por sua vez, afeta o desempenho das funções de proteção. Portanto, para contemplar esses tipos de carga foram desenvolvidas fórmulas empíricas em [12], as quais serão apresentadas nesta seção.

5.1.3.1 Proteção de sub/sobrefrequência

Baseando-se na observação de casos realizados em diferentes sistemas elétricos e com diferentes geradores distribuídos, verificou-se que as maiores variações do desbalanço de potência ativa ocorreram na presença de cargas do tipo impedância constante [12]. Além disso, na maioria dos casos analisados observou-se que essa variação permanece dentro da faixa de 10 a 30% em torno do valor de regime permanente. Assim, admitiu-se que o desbalanço de potência ativa sofre variação média de 20% após a ocorrência do ilhamento, na presença de cargas tipo impedância constante. Portanto, definiu-se um fator de correção do desbalanço de potência ativa, denominado P_{fac} , o qual obedece à seguinte restrição.

$$1,2 \geq P_{fac} \geq 0,8 \quad (20)$$

O fator de correção do desbalanço de potência ativa pode ser usado tanto pra casos em que a potência ativa diminui após o ilhamento, quanto para as situações em que a potência ativa aumenta. Sabendo que a carga do sistema analisado neste trabalho é do tipo impedância constante, e utilizando-se de interpolação linear, obtém-se a expressão (21), a qual relaciona o índice da impedância constante com o fator de correção P_{fac} .

$$P_{fac} = 1 \pm 0,2 \quad (21)$$

O sinal de \pm é determinado de acordo com a combinação de desbalanço de potência ativa e reativa com exemplificado em [12]. A análise das curvas de desempenho de relés de frequência mostra que à medida que o desbalanço de potencia ativa diminui, o tempo de detecção aumenta quase que exponencialmente. Em razão disso, o fator de correção calculado em (21) não pode ser uniformemente aplicado a diversos valores de desbalanços de potência ativa. Admitindo que o fator de correção afeta o desbalanço de potência ativa de forma também exponencial, o desbalanço de potência ativa resultante ΔP_f pode ser obtido por (22).

$$\Delta P_f = \Delta P_0 \frac{1}{P_{fac}} \quad (22)$$

em que ΔP_0 é o desbalanço de potência ativa no instante que ocorre o ilhamento. Este valor deve ser substituído nas equações (10) e (12) para considerar a variação do desbalanço de potência após o ilhamento para a função de proteção de frequência.

5.1.3.2 Proteção de taxa de variação de frequência

Para a função de proteção de taxa de variação de frequência, à medida que desbalanço de potência ativa diminui, o tempo de detecção do relé aumenta segundo uma função logarítmica. Portanto, o fator de correção do desbalanço de potência ativa apresentado anteriormente não é adequado para desenvolver a fórmula empírica dessa função, mas as expressões (21) e (22) são válidas. A obtenção de uma expressão adequada para esta finalidade deve contemplar também o caso mais conservador, o qual está relacionado a cargas do tipo impedância constante.

Alguns procedimentos foram feitos em [12] para obtenção do fator de correção do desbalanço de potência ativa. Assim, tem-se:

$$\frac{\ln(\Delta P_f)}{\ln(\Delta P_0)} = K \Rightarrow \Delta P_f = e^{K \cdot \ln(\Delta P_0)} \quad (23)$$

em que K é uma função.

Quando K foi aplicado a diferentes ajustes da proteção de taxa de variação de frequência, foi observado que é fortemente dependente do ajuste do relé β e de P_{fac} . Então, K pode ser definido como uma função de β e de P_{fac} . Em [12] foi observado que a melhor função que define K para o caso mais conservador é:

$$K = \frac{1}{0,0843 \cdot \ln(\beta) + P_{fac}^2} \quad (24)$$

Portanto, a equação completa para a correção do desbalanço de potência ativa, considerando o caso mais conservador, é apresentada a seguir:

$$\Delta P_f = e^{\frac{\ln(\Delta P_0)}{0,0843 \cdot \ln(\beta) + P_{fac}^2}} \quad (25)$$

O desbalanço de potência ativa corrigido dado pela equação (25) substitui o desbalanço de potencia ativa ΔP nas fórmulas analíticas (17) e (19), resultando nas fórmulas empíricas para avaliar o desempenho da função de proteção de taxa de variação de frequência na presença de cargas do tipo impedância constante.

5.2 Análise de Desempenho das Fórmulas Empíricas

As cargas dependentes da tensão influenciam o desempenho dos relés baseados em medidas de frequência ([12]). Uma vez que as tensões nodais se alteram depois da ocorrência de um ilhamento, cargas dependentes da tensão influenciam o comportamento dinâmico dos desbalanços de potencia ativa e reativa e, por conseqüente, dos relés. Em [12] observa-se que

na presença de cargas tipo impedância constante os relés baseados em medidas de frequência têm maior dificuldade em detectar o ilhamento, sob condições de déficit de potência ativa e reativa e também quando há excesso de ambas no sistema ilhado. Neste contexto, como as cargas utilizadas nesse trabalho foram modeladas como impedância constante, as fórmulas empíricas apresentadas na seção anterior foram utilizadas como base para a abordagem analítica inserida na metodologia adaptativa. Contudo, antes de passar à proposição da metodologia analítica, foi necessário realizar uma avaliação mais detalhada das fórmulas empíricas a fim de verificar seu desempenho para diferentes condições operativas.

Restringindo apenas ao emprego de cargas do tipo impedância constante (objeto de estudo deste trabalho) foi constatado que as fórmulas empíricas não forneceram bons resultados considerando todos os cenários de operação do sistema elétrico da Figura 7. As figuras a seguir mostram esse fato para os cenários de operação considerados no Capítulo 4. Convém lembrar que o cenário de operação considerado como base possui as seguintes características:

- Gerador fornecendo 10 MW;
- Excitatriz configurada para controle de tensão terminal em 1 pu (6900 V);
- Ilhamento causado pela abertura do dispositivo de seccionamento CB1;
- Proteção anti-ilhamento feita por função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência;
- Tempo máximo para detecção de ilhamento: 500 ms.

A avaliação das fórmulas empíricas foi realizada comparando as curvas de desempenho ([12]) obtidas por meio de simulação dinâmicas e as obtidas usando a fórmula (12) para a função de proteção de frequência, e a fórmula (19) para a função de proteção de taxa de variação de frequência. Ambas foram devidamente corrigidas para contemplar as variações do desbalanço de potência ativa, conforme (22) e (25), respectivamente.

Para obter as curvas de desempenho, a partir do cenário de operação definido como base, as cargas foram variadas de 0 (tanto a parte ativa quanto a reativa) até os valores nominais apresentados na Figura 7, considerando o fator de potência constante em 0,94 indutivo. Para cada variação de carga, uma simulação de ilhamento era executada abrindo-se o dispositivo de seccionamento correspondente, que neste caso é o CB1. Registravam-se os desbalanços de potência ativa e reativa imediatamente antes da abertura de CB1 e o tempo de atuação da função de proteção. Finalmente, com o conjunto de pontos definidos pelo tempo de atuação e desbalanço de potência ativa foi possível construir as curvas de desempenho.

Os resultados considerando o caso base e a função de proteção de frequência são mostrados na Figura 34 e Figura 35, em que são apresentadas as curvas de desempenho obtidas via simulações dinâmicas e usando a fórmula empírica para três ajustes de subfrequência e de sobrefrequência. Nessas figuras, o termo “Sim.” apresentado na legenda refere-se às curvas obtidas por meio de simulações, ao passo que o termo “Emp.” refere-se às curvas obtidas pelas fórmulas empíricas. Na Figura 34, onde é apresentada a situação de déficit de potência ativa (subfrequência), observa-se um aumento do erro entre as curvas à medida que se aumenta o ajuste e o tempo de detecção. Além disso, as curvas obtidas com as fórmulas empíricas estão localizadas abaixo daquelas obtidas via simulação dinâmica. Essa característica faz com que as fórmulas empíricas apresentem um resultado otimista, ou seja, elas indicarão um desbalanço de potência ativa menor do que o necessário para fazer com que a proteção detecte oilhamento dentro de um intervalo de tempo específico. Por exemplo, considerando o ajuste de 58,5 Hz e o tempo de detecção igual a 500 ms (linha tracejada em cinza), a fórmula empírica fornece um desbalanço de 0,252 pu, ao passo que a simulação fornece 0,299 pu. Logo, na situação mais realista (simulação) um desbalanço de ordem de 0,252 pu é incapaz de ativar o relé dentro de 500 ms. Para obter resultados primando pela segurança do sistema de proteção, a situação mais adequada é a fórmula apresentar resultados mais conservadores, o que é possível se sua curva estiver situada acima da curva de desempenho obtida pela simulação, para o mesmo ajuste. No caso de excesso de potência ativa, apresentado na Figura 35, os resultados da fórmula empírica foram um pouco melhores do que para o caso de déficit de potência ativa, pois para os ajustes mais sensíveis (60,5 Hz e 61,0 Hz) eles fornecem resultados mais conservadores. No entanto, ainda se observam erros significativos para vários valores de desbalanço de potência ativa.

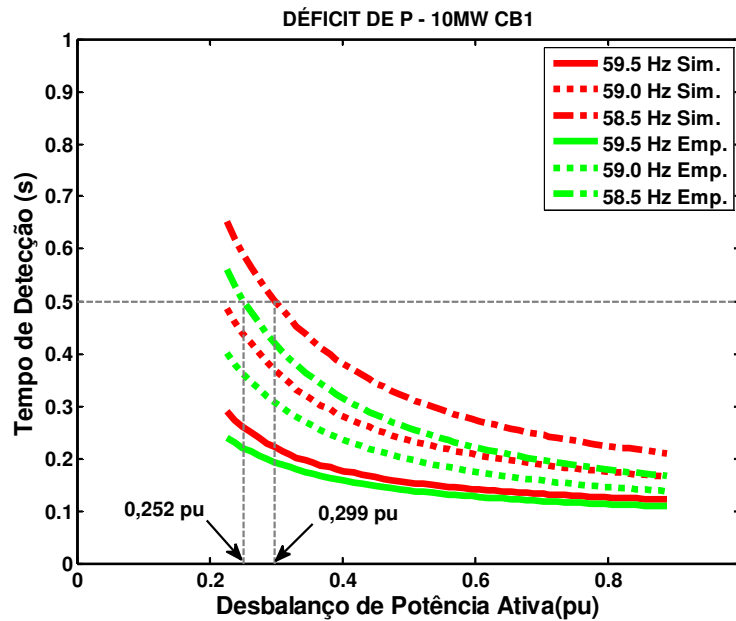


Figura 34 – Comparação das curvas de desempenho para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.

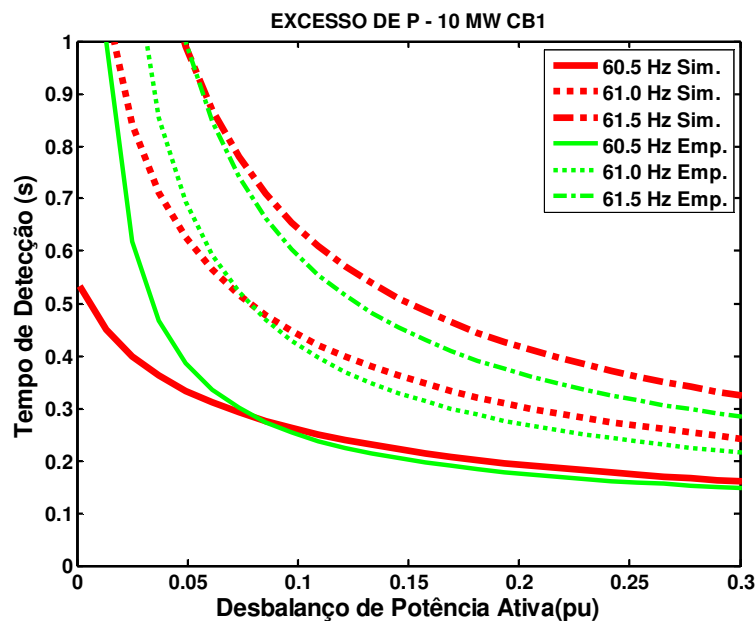


Figura 35 - Comparação das curvas de desempenho para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.

A partir dos resultados mostrados nas figuras das curvas de desempenho anteriores, verifica-se que as fórmulas empíricas não apresentaram resultados satisfatórios para o sistema elétrico deste trabalho, tendo em vista as cargas do tipo impedância constante terem sido utilizadas. Esse mesmo comportamento foi verificado para outras condições de operação, tais como abertura dos dispositivos de seccionamento CB3 e CB5, excitatriz do gerador

distribuído configurada para controle da potência reativa, função de proteção de taxa de variação da frequência e variação da potência ativa fornecida pelo gerador. Logo, foi necessária a correção das fórmulas empíricas para melhorar a qualidade dos resultados, considerando esse tipo de carga. O método empregado para essa correção é apresentado em seguida.

5.2.1 Correção das Fórmulas Empíricas

O método proposto para a correção das fórmulas empíricas pode ser empregado tanto para a proteção de sub/sobrefrequência quanto para a de taxa de variação de frequência e deve ser genérico o suficiente para contemplar diversos pontos de operação do sistema elétrico e gerador distribuído. O método consiste das seguintes etapas:

1. Escolher a faixa de ajustes em que as funções de proteção (frequência e taxa de variação de frequência) devem ser ajustadas;
2. Definido o ponto de operação do gerador, o dispositivo de seccionamento e o tipo de controle do sistema de excitação, obter via simulação dinâmica as curvas de desempenho do menor e do maior ajuste, de acordo com os procedimentos indicados na seção 5.2;
3. Separar as situações em que houve déficit de potência ativa e reativa (DPDQ), déficit de potência ativa e excesso de potência reativa (DPEQ), excesso de potência ativa e déficit de potência reativa (EPDQ) e excesso de potência ativa e reativa (EPEQ);
4. Para cada uma das situações definidas na etapa 3, determinar as fórmulas de correção de ΔP , seguindo o procedimento apresentado a seguir:
 - a. Para cada ajuste simulado, tomar os tempos de detecção resultantes da simulação e substituir na fórmula (11), em se tratando da proteção de frequência, ou na fórmula (18) para proteção de taxa de variação de frequência. Com isso serão obtidos os valores de desbalanço de potência ativa que provocariam a atuação das proteções nos tempos de detecção obtidos nas simulações, caso a carga fosse do tipo potência constante. A esse desbalanço de potência ativa, será atribuída a denominação ΔP^* ;
 - b. Encontra-se a relação entre ΔP e ΔP^* . Com o auxílio de ferramentas computacionais para aproximação de funções a partir de um conjunto de pontos, verificou-se que essa relação pode ser representada por uma

expressão da forma $\Delta P_f = a \cdot (\Delta P^*)^b + c$. Neste trabalho, a ferramenta computacional empregada foi a CFTOOL, que é parte integrante do Matlab ([35]);

- c. Uma vez obtidos os coeficientes a , b e c para o maior e menor ajustes, faz-se a média dos coeficientes “ a ” dos dois casos, originando a^* ;
- d. Denominando b_1 e c_1 os coeficientes para a curva de menor ajuste, a equação do desbalanço de potência ativa corrigido é dada por:

$$\Delta P_f = a^* \cdot (\Delta P^*)^{b_1} + c_1;$$

5. Finalmente, substitui-se o valor do desbalanço de potência ativa encontrado no passo 4.d, para cada condição de déficit e excesso de potência ativa e reativa, nas fórmulas (10) e (12) para a proteção de frequência, e (17) e (19) para a proteção de taxa de variação de frequência.

5.2.2 Análise dos Resultados

Com o objetivo de avaliar o desempenho do método de correção das fórmulas empíricas, as curvas de desempenho das funções de proteção baseadas em medidas de frequência obtidas por simulações foram utilizadas para validar as fórmulas corrigidas desenvolvidas anteriormente. As simulações foram realizadas considerando o sistema da Figura 7 e cargas do tipo impedância constante. Inicialmente será considerado o caso base.

A Figura 36 apresenta o desempenho do método de correção para o caso de déficit de potência ativa e a função de proteção de frequência, sendo que o termo “Mtd.” refere-se às curvas de desempenho obtidas a partir das fórmulas corrigidas. Observa-se que os resultados da fórmula corrigida se aproximaram daqueles obtidos pelas simulações dinâmicas. O erro tende a aumentar à medida que diminui o desbalanço de potência ativa, entretanto nota-se que os resultados das fórmulas são mais conservadores, diferentemente do observado na Figura 34 para as mesmas condições operativas. Para esta condição, a fórmula corrigida é dada por (26). A faixa de ajustes para a função de proteção de frequência foi 59,5 a 57 Hz para subfrequência, e 60,5 a 63 Hz para sobrefrequência, conforme indicado na etapa 4.c.

$$t_d = \frac{2H\beta}{f_0 \cdot (0,704 \cdot \Delta P^{0,934} - 0,061)} + \Delta t \quad (26)$$

sendo $\Delta t = 80$ ms.

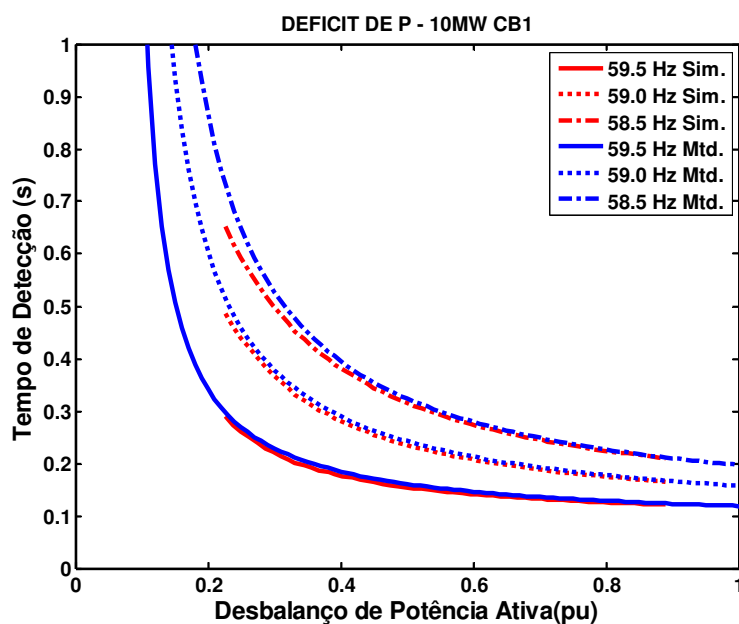


Figura 36 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.

O caso de excesso de potência ativa está apresentado na Figura 37. Observa-se também uma boa precisão da fórmula corrigida, sobretudo para os casos em que o tempo de detecção deve ser inferior a 500 ms. Nesta situação, a fórmula corrigida é dada por (27).

$$t_d = \frac{2H\beta}{f_0 \cdot (0,85 \cdot \Delta P^{1,015} + 0,057)} + \Delta t \quad (27)$$

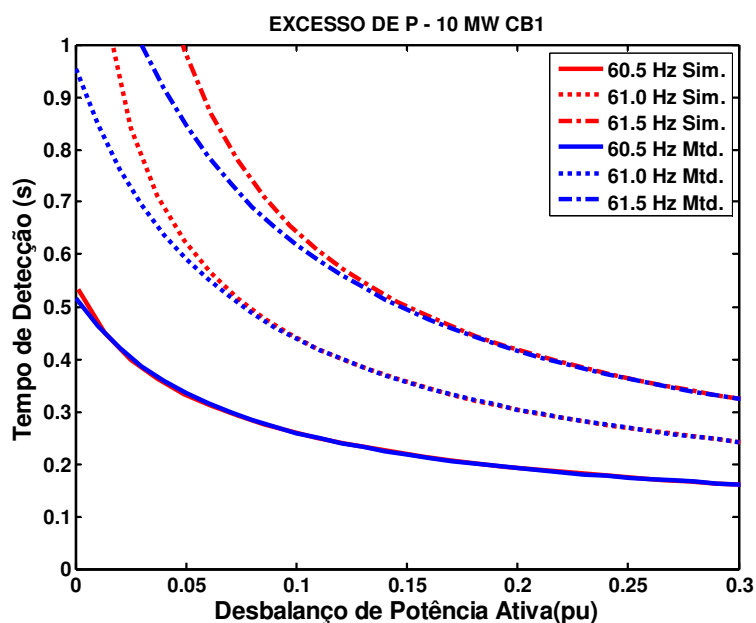


Figura 37 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.

Ainda considerando o caso base, a Figura 38 apresenta os resultados da fórmula corrigida para a função de proteção de taxa de variação de frequência na condição de déficit de potência ativa. Observa-se um bom desempenho das fórmulas corrigidas, contudo o erro aumenta para baixos valores de desbalanço de potência ativa. As mesmas conclusões são obtidas para o caso de excesso de potência ativa, cujo desempenho da fórmula corrigida é apresentado na Figura 39. As fórmulas corrigidas considerando o caso base e a função de proteção de taxa de variação de frequência são dadas por (28) e (29) para déficit e excesso de potência ativa, respectivamente. A faixa de ajustes empregada para a proteção de taxa de variação de frequência foi 0,5 a 3 Hz/s.

$$t_d = -T_a \cdot \ln \left[1 - \frac{2H}{f_0(0,635 \cdot \Delta P^{0,996} - 0,016)} \beta \right] + \Delta t \quad (28)$$

$$t_d = -T_a \cdot \ln \left[1 - \frac{2H}{f_0(0,63 \cdot \Delta P^{0,968} + 0,039)} \beta \right] + \Delta t \quad (29)$$

sendo $\Delta t = 130$ ms.

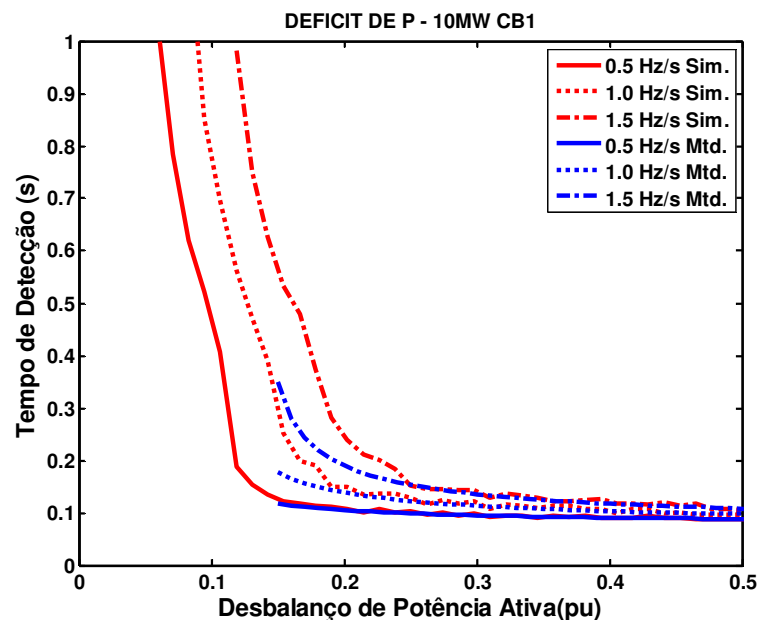


Figura 38 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.

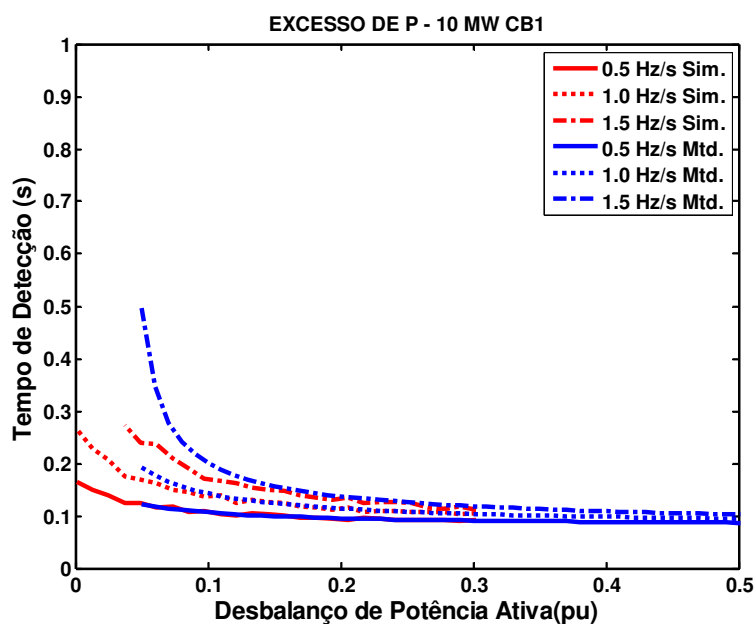


Figura 39 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.

Os erros observados nas análises anteriores devem-se à variação das potências ativa e reativa das cargas após a ocorrência do ilhamento. Tais variações serão tão mais intensas quanto maiores forem as variações das tensões nodais após o ilhamento, uma vez que, em se tratando de cargas tipo impedância constante, o consumo de potência depende do quadrado da tensão. Como nas análises anteriores considerou-se o gerador controlando a tensão terminal, as variações de tensão após o ilhamento não são muito intensas, pois o controle da excitatriz do gerador atua para restabelecer a tensão terminal para seu valor de referência. Contudo, estando a excitatriz configurada para controle da potência reativa do gerador, as variações da tensão após o ilhamento serão intensas e assim serão as variações das potências ativa e reativa das cargas após o ilhamento. Isso tende a aumentar o erro entre os resultados obtidos via simulação e fórmulas, conforme mostrado nas figuras seguintes.

Para as análises que seguem foi considerado o caso base, porém o modo de controle da excitatriz do gerador síncrono foi alterado para controle da potência reativa em 0 var. A Figura 40 apresenta o caso de déficit de potência ativa para a proteção de frequência, em que se observa que a fórmula corrigida fornece bons resultados para ajustes mais sensíveis. Para os demais ajustes apresentados, o erro tende a aumentar com a diminuição do desbalanço de potência ativa e os resultados fornecidos não são conservadores. Por outro lado, o desempenho das fórmulas para o caso de excesso de potência ativa foi melhor em torno do tempo de operação igual a 500 ms. Tal comportamento está apresentado na Figura 41. As

fórmulas para os casos de déficit e excesso de potência ativa são dadas por (30) e (31), respectivamente.

$$t_d = \frac{2H\beta}{f_0 \cdot (0,767 \cdot \Delta P^{0,612} - 0,164)} + \Delta t \quad (30)$$

$$t_d = \frac{2H\beta}{f_0 \cdot (1,208 \cdot \Delta P^{1,224} + 0,051)} + \Delta t \quad (31)$$

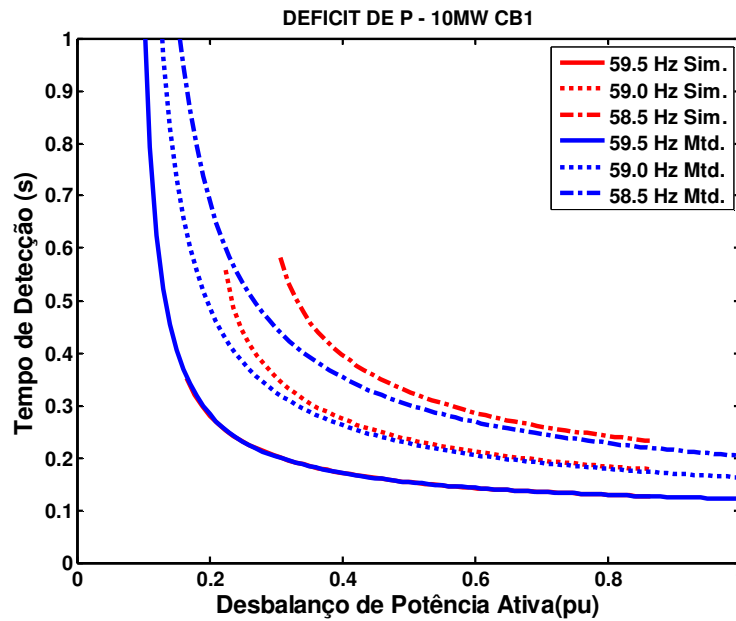


Figura 40 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.

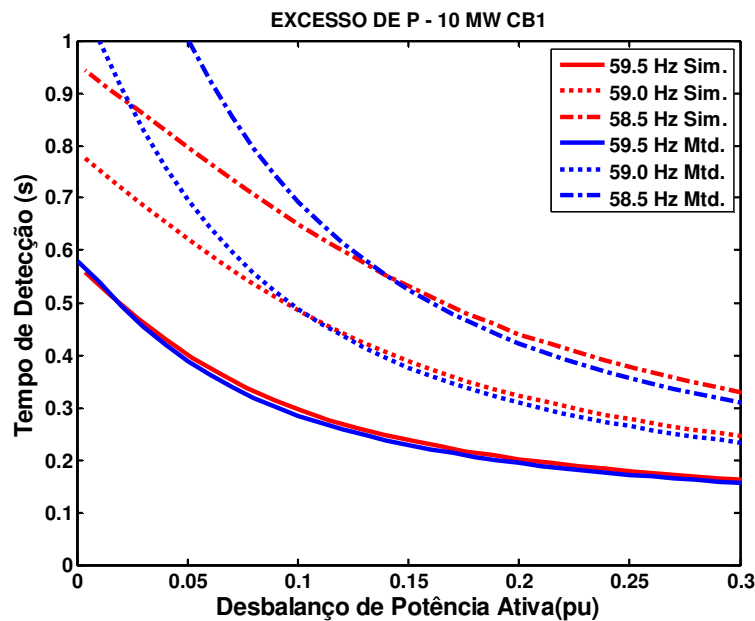


Figura 41 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.

As mesmas análises realizadas anteriormente foram feitas considerando a proteção de taxa de variação de frequência e excitatriz controlando a potência reativa do gerador em 0 var. A Figura 42 mostra o caso de déficit de potência ativa e se observa que os resultados da fórmula apresentam bom desempenho para elevados valores de desbalanço de potência ativa. Para valores de desbalanço de potência ativa abaixo de 0,25 pu não houve atuação da proteção, devido à intensa variação do desbalanço de potência ativa após o ilhamento, o qual cai bruscamente e inviabiliza a detecção do distúrbio.

Para o caso de excesso de potência ativa, apresentado na Figura 43, a detecção do ilhamento ocorreu para desbalanços de potência ativa superiores a 0,1 pu nas simulações. Observa-se um bom desempenho das fórmulas para elevados desbalanços de potência ativa e resultados conservadores para baixos desbalanços.

As fórmulas corrigidas para as situações de déficit e excesso de potência ativa são dadas em (32) e (33), respectivamente.

$$t_d = -T_a \cdot \ln \left[1 - \frac{2H}{f_0(0,545 \cdot \Delta P^{0,706} - 0,046)} \beta \right] + \Delta t \quad (32)$$

$$t_d = -T_a \cdot \ln \left[1 - \frac{2H}{f_0(0,62 \cdot \Delta P^{0,969} + 0,021)} \beta \right] + \Delta t \quad (33)$$

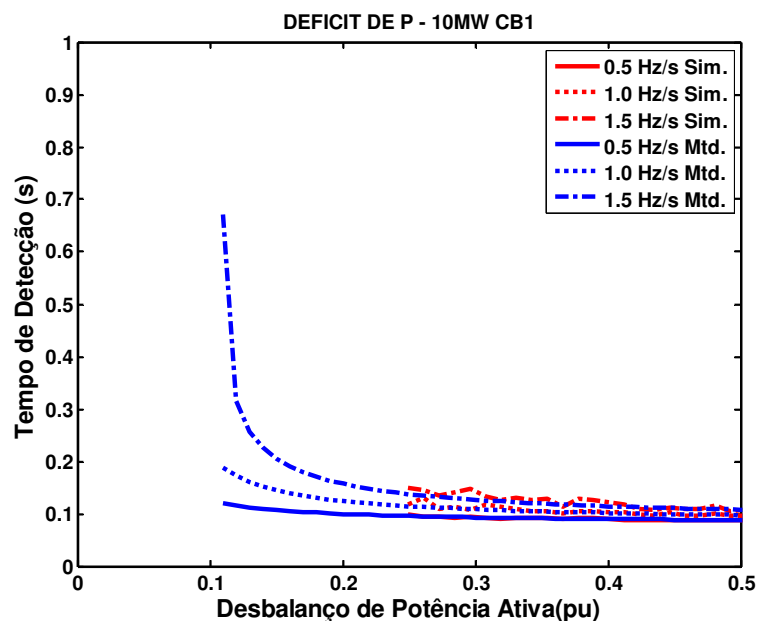


Figura 42 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; déficit de potência ativa.

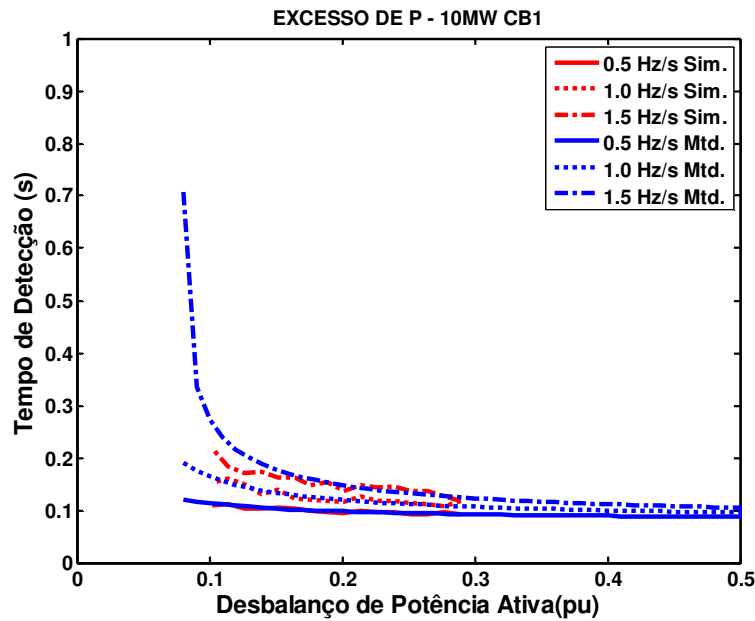


Figura 43 – Avaliação de desempenho das fórmulas corrigidas para a função de proteção de taxa de variação de frequência: controle da potência reativa em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW; abertura de CB1; excesso de potência ativa.

5.3 Proposição da Metodologia Analítica

A abordagem analítica dada à metodologia adaptativa consistirá na aplicação das fórmulas empíricas corrigidas para determinar o ajuste mais adequado da função de proteção baseada em medidas de frequência de forma que o ilhamento seja detectado dentro do tempo máximo requerido pela concessionária distribuidora de energia elétrica. Assim, as fórmulas genéricas para calcular os ajustes são dadas por (34) e (35) para a proteção de frequência e de taxa de variação de frequência, respectivamente.

$$\beta = \frac{f_0 \cdot [a^* \cdot (\Delta P)^{b_1} + c_1]}{2H} (t_d - \Delta t) \quad (34)$$

$$\beta = \frac{f_0 \cdot [a^* \cdot (\Delta P)^{b_1} + c_1]}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right) \quad (35)$$

No caso da fórmula (34), seu resultado será a variação da frequência em torno da frequência f_0 , ou seja, para um sistema elétrico operando em 60 Hz e havendo uma condição de subfrequência (déficit de potência ativa) que provoque uma queda de frequência em 59 Hz dentro do tempo t_d , a fórmula fornecerá $\beta = 1 \text{ Hz}$. Portanto, para determinar o ajuste real, o valor de β deve ser subtraído de f_0 para uma condição de subfrequência. Se a condição

analisada fosse sobrefrequência (excesso de potência ativa), o valor de β deveria ser adicionado a f_0 .

A seqüência de etapas para a aplicação da metodologia analítica é apresentada a seguir.

1. Obtenção das Fórmulas Corrigidas: Obter as fórmulas corrigidas para cada cenário de operação do sistema elétrico (modo de controle da excitatriz, potência do gerador distribuído, dispositivo de seccionamento, função de proteção), considerando as condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa, conforme explicado na seção 5.2.1. Com isso, determinam-se os coeficientes a^* , b_I e c_I da fórmula (34) ou (35), a depender da função de proteção;
2. Determinação dos Desbalanços de Potência Ativa e Reativa: os desbalanços de potência ativa e reativa correspondem ao fluxo de potência (ativa e reativa) no dispositivo de seccionamento antes da ocorrência do ilhamento. Logo, esses valores são diferentes para cada ponto da curva de carga. Para determiná-los é necessário executar um programa de fluxo de potência para cada ponto da curva de carga, sendo que as cargas devem ser modeladas como impedância constante, e verificar os fluxos de potência ativa e reativa no dispositivo de seccionamento a ser analisado. A partir desses resultados, as condições de déficit e excesso de potência ativa e reativa serão identificadas e então as fórmulas determinadas no passo anterior podem ser adequadamente aplicadas. Ressalta-se que se o fluxo de potência fluir no sentido subestação para rede elétrica representará uma condição de déficit de potência. Caso contrário, será caracterizada uma condição de excesso de potência;
3. Cálculo dos Ajustes: para cada ponto da curva de carga, deve-se calcular os ajustes considerando os valores de desbalanço de potência ativa obtidos na etapa anterior e o máximo tempo de detecção permitido. Por meio de diversas análises, foi necessário estabelecer que, caso haja déficit de potência ativa e reativa e, sendo o primeiro menor que 13 % (0,13 pu) será caracterizada uma condição de sobrefrequência e não de subfrequência. Isso acontece porque, nessas condições de operação, após o ilhamento a potência ativa das cargas diminui consideravelmente a ponto de provocar um excesso de potência ativa, fazendo a proteção atuar por sobrefrequência;
4. Seleção dos Ajustes: após o cálculo dos ajustes na etapa anterior, será fornecida uma lista com 96 ajustes, correspondentes aos 96 pontos da curva de carga. Estes

devem ser agrupados de modo a minimizar o número de grupos de ajustes a serem configurados nos relés de proteção. Assim, admitiu-se a seguinte estratégia de agrupamento:

a. Função de proteção de frequência:

- i. os ajustes serão agrupados entre 57 Hz e 61,5 Hz, em intervalos de 0,5 Hz. Portanto, os seguintes ajustes são possíveis: 57 – 57,5 – 58 – 58,5 – 59 – 59,5 – 60,5 – 61,5. Esses valores podem ser alterados conforme a conveniência;
- ii. os valores serão aproximados sempre no sentido de deixar a proteção mais sensível. Por exemplo, se o resultado da fórmula (34) for 58,1 Hz, o ajuste será aproximado para 58,5 Hz. Se o resultado for 61,4 Hz, o ajuste será aproximado para 61 Hz. Este critério foi definido após a observação da aplicação da metodologia proposta em diversos casos, em que foi verificada sua eficiência na grande maioria dos casos testados;
- iii. neste trabalho será admitido que não deve haver desconexão dos geradores distribuídos se a frequência variar entre 59,5 Hz e 60,5 Hz. Portanto, não serão admitidos ajustes dentro dessa faixa. Logo, caso os ajustes calculados pela fórmula estejam entre 59,5 Hz e 60 Hz, admite-se que o relé falha na detecção doilhamento e então a metodologia indicará o ajuste de 59,5 Hz. Analogamente, se o ajuste calculado estiver entre 60 Hz e 60,5 Hz, a metodologia indicará o ajuste de 60,5 Hz;
- iv. os ajustes da proteção de frequência devem ser fornecidos aos pares, ou seja, um valor para subfrequência e outro para sobrefrequência. No entanto, cada ponto da curva de carga corresponderá a uma condição de subfrequência ou de sobrefrequência. Para solucionar este problema estabelece-se que no primeiro ponto a ser analisado os ajustes serão simétricos em torno de 60 Hz limitados aos valores extremos da faixa de ajustes considerada. Em resumo, se a condição referente ao primeiro ponto for subfrequência e o ajuste fornecido pela aplicação da fórmula for 59 Hz, então será atribuído 61 Hz ao ajuste de sobrefrequência. Se o próximo ponto a ser analisado corresponder a uma condição de

sobrefrequência, o ajuste de 61 Hz será substituído pelo valor calculado pela fórmula e o ajuste de subfrequência permanece inalterado;

- b. Função de proteção de taxa de variação de frequência: neste caso, admitiu-se que ajustes inferiores a 0,5 Hz/s não são permitidos. A faixa de ajustes admitida neste trabalho compreende os valores entre 0,5 e 3 Hz/s, agrupados a cada 0,5 Hz/s. Portanto, os ajustes permitidos são 0,5 – 1,0 – 1,5 – 2,0 – 2,5 – 3,0 Hz/s. As aproximações serão feitas sempre no sentido de deixar os ajustes mais sensíveis, ou seja mais próximos de 0,5 Hz/s;
5. Saída dos Resultados: os resultados são fornecidos em forma de tabela, a qual apresentará os intervalos de tempo durante os quais os ajustes devem ser aplicados à função de proteção anti-ilhamento.

5.4 Aplicação da Metodologia Adaptativa Analítica

Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia adaptativa analítica para obter os ajustes dos dispositivos de proteção contra ilhamento de geradores síncronos distribuídos. A aplicação da metodologia se deu conforme os procedimentos descritos na seção 5.3.

Uma vez explicada a metodologia analítica proposta, torna-se necessário avaliar seu desempenho mediante comparações com simulações. Logo, para que a validação produza resultados confiáveis serão apresentados vários resultados considerando diferentes condições de operação e não apenas os casos simulados no Capítulo 4. Sendo assim, as seguintes condições serão avaliadas:

- Excitatriz do gerador distribuído configurada para controlar a tensão terminal em 1 pu e configurada para controlar a potência reativa em 0 var;
- Abertura dos dispositivos CB1, CB3 e CB5 individualmente;
- Gerador fornecendo 10 MW, 15 MW e 25 MW;
- Proteção de frequência e de taxa de variação de frequência analisadas de maneira independente;
- Tempo de detecção requerido igual a 500 ms.

Todas essas combinações resultam em 18 testes para cada função de proteção. Os resultados são apresentados nas seções seguintes na forma de tabelas. Nelas, existe uma coluna denominada “Erros”, cuja função é apresentar os intervalos de tempo em que os

ajustes fornecidos pela metodologia não detectam o ilhamento dentro do tempo requerido. Essa verificação foi realizada por meio de simulações computacionais. Também nessa coluna pode aparecer a sigla “N.D.”, indicando que no intervalo de tempo em questão, nenhum dos ajustes testados para a função de proteção de frequência ou de taxa de variação de frequência é capaz de detectar o ilhamento. Essa verificação também foi realizada utilizando simulações dinâmicas. Todos os coeficientes das fórmulas empregadas neste capítulo são apresentados no Anexo B.

5.4.1 Excitatriz Configurada para Controle da Tensão Terminal do Gerador

Todas as análises apresentadas nesta seção consideram a excitatriz configurada para manter a tensão terminal do gerador em 1 pu.

5.4.1.1 *Abertura do dispositivo de seccionamento CBI*

Os resultados para a função de proteção de frequência são apresentados na Tabela 19. De um modo geral observa-se que a metodologia forneceu bons resultados considerando os três pontos de operação do gerador distribuído, pois os intervalos de tempo em que ocorreram erros foram poucos. No caso de o gerador fornecer 10 MW, foram detectados erros em 90 minutos durante 24 horas de operação do sistema elétrico, representando que, em 6,25% do tempo de operação (90 minutos / 1440 minutos) a rede elétrica encontra-se desprotegida devido ao erro da metodologia. Logo, esse valor representa o risco de falha de detecção de ilhamento. Observa-se que foram necessários 6 ajustes de subfrequência e apenas um de sobrefrequência para configurar função de proteção de frequência.

Quando o gerador fornece 15 MW, observa-se que apenas durante 30 minutos (2,08% do tempo total de operação) o sistema elétrico encontra-se desprotegido devido ao erro da metodologia. Analisando os períodos identificados como “N.D”, conclui-se que durante 210 minutos de operação há falha na detecção do ilhamento porque nenhum dos ajustes testados foi capaz de atuar dentro do tempo de detecção requerido. Para este cenário de operação, o risco total de falha na detecção do ilhamento corresponde à falha causada pelo erro da metodologia mais à falha de detecção identificada como “N.D.”. Logo, o risco total de falha é 16,67% (240 minutos / 1440 minutos). Foram selecionados três ajustes para subfrequência e apenas um ajuste para sobrefrequência. Finalmente, para 25 MW de potência gerada, a metodologia apresentou um ajuste de subfrequência e 2 ajustes de sobrefrequência e todos eles foram eficientes para detectar o ilhamento, ocasionando risco de falha nulo.

Tabela 19 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.

Potência gerada = 10 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,5	61,0	00:45 a 05:15	---
59,0	61,0	00:00 a 00:45	05:15 a 05:30
		05:15 a 06:45	
58,5	61,0	06:45 a 07:15	06:45 a 07:00
		23:00 a 00:00	
58,0	61,0	07:15 a 07:30	---
		22:00 a 23:00	
57,5	61,0	07:30 a 08:00	12:00 a 12:15
		11:45 a 12:45	
		17:30 a 22:00	
57,0	61,0	08:00 a 11:45	08:00 a 08:15
		12:45 a 17:30	09:00 a 09:15 15:45 a 16:00
Potência gerada = 15 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,5	60,5	00:00 a 00:45	N.D.
		00:45 a 05:30	---
		05:30 a 07:15	N.D.
		07:15 a 07:30	---
		18:15 a 18:30	
		21:30 a 23:00	
		23:00 a 00:00	N.D.
59,0	60,5	07:30 a 09:45	11:45 a 12:15
		11:30 a 12:45	
		15:30 a 16:45	
		17:00 a 18:15	
		18:30 a 21:30	
58,5	60,5	09:45 a 11:30	---
58,5	60,5	12:45 a 15:30	
58,5	60,5	16:45 a 17:00	
Potência gerada = 25 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,5	61,5	00:00 a 07:45	---
		21:45 a 00:00	
58,5	60,5	07:45 a 21:45	---

A Tabela 20 mostra os resultados da aplicação da metodologia adaptativa analítica para a função de proteção de taxa de variação de frequência. Para 10 MW de potência gerada, houve a seleção de três ajustes e um baixo desempenho da metodologia se comparado aos resultados da Tabela 19, pois o risco de falha foi de 26 % (375 minutos / 1440 minutos), o qual se deve apenas aos erros da metodologia. Esse baixo desempenho evidencia a necessidade de aperfeiçoar as fórmulas para a função de proteção de taxa de variação de frequência. No caso em que a potência gerada foi 15 MW, a metodologia selecionou cinco ajustes e o desempenho foi semelhante ao verificado na condição de 10 MW – a metodologia apresentou erros em 375 minutos. Neste caso, como há 15 minutos identificados como “N.D.”, o risco de falhas é igual a 27,08%. Finalmente, para a condição em que o gerador fornece 25 MW, o risco de falhas de detecção do ilhamento é zero.

Tabela 20 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.

Potência gerada = 10 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
2,0	01:15 a 05:15	01:15 a 05:15
2,5	00:15 a 01:15	00:30 a 01:15
	05:15 a 06:00	<i>Todo o período</i>
3,0	00:00 a 00:15	<i>Todo o período</i>
	06:00 a 00:00	06:00 a 06:30
Potência gerada = 15 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
0,5	00:00 a 01:15	06:45 a 07:15
	05:15 a 07:15	
1,0	01:15 a 02:30	---
	04:45 a 05:15	
	23:45 a 00:00	N.D.
1,5	02:30 a 04:45	---
	07:15 a 07:30	
	23:15 a 23:45	<i>Todo o período</i>
2,0	22:30 a 23:15	<i>Todo o período</i>
2,5	07:30 a 07:45	---
	22:15 a 22:30	<i>Todo o período</i>
3,0	07:45 a 22:15	07:45 a 08:00
		11:45 a 12:30
		17:15 a 19:15
		21:00 a 22:15

Potência gerada = 25 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
2,5	07:30 a 22:15	---
3,0	00:00 a 07:30	---
	22:15 a 00:00	

5.4.1.2 Abertura do dispositivo de seccionamento CB3

A Tabela 21 apresenta os resultados para a função de proteção de frequência. Nessa tabela observa-se que considerando o caso em que o gerador fornece 10 MW, houve 760 minutos em que nenhum dos ajustes considerados conseguem detectar o ilhamento e apenas 15 minutos em que se observa falha da metodologia. Logo, os resultados fornecidos pela metodologia analítica proposta foram muito satisfatórios, considerando apenas os períodos em que a proteção é capaz de detectar o ilhamento. Neste caso, a metodologia selecionou um ajuste de subfrequência e dois de sobrefrequência. Além disso, o risco de falha é elevado devido ao número de condições “N.D.” verificadas. Este valor é igual a 54,20%. Para o caso em que o gerador fornece 15 MW a metodologia apresenta 45 minutos de falha, o que corresponde a um risco de falha de 3,12%. Observa-se que neste caso foram selecionados um ajuste de subfrequência e três ajustes de sobrefrequência. Finalmente, o risco de falha para o caso de 25 MW é zero e apenas um ajuste de sub e sobrefrequência foram selecionados.

Tabela 21 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.

Potência gerada = 10 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,5	60,5	00:00 a 01:00	---
		06:45 a 07:15	
		07:15 a 10:45	N.D.
		10:45 a 11:00	---
		11:00 a 13:00	N.D.
		13:00 a 13:30	---
		13:30 a 13:45	N.D.
		13:45 a 15:00	---
		15:00 a 19:00	N.D.
		19:00 a 21:00	---
		21:00 a 00:00	N.D.
			06:45 a 07:15
59,5	61,0	01:00 a 06:45	06:30 a 06:45

Potência gerada = 15 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,5	60,5	10:30 a 11:15	---
		13:00 a 15:15	
		19:00 a 21:00	
58,5	61,0	07:30 a 10:30	10:15 a 10:30 21:00 a 21:15
		11:15 a 11:45	
		12:45 a 13:00	
		15:15 a 19:00	
		21:00 a 23:00	
58,5	61,5	00:00 a 07:30	12:30 a 12:45
		11:45 a 12:45	
		23:00 a 00:00	
Potência gerada = 25 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	61,50	00:00 a 23:59	---

A Tabela 22 mostra os resultados da aplicação da metodologia adaptativa analítica para a função de proteção de taxa de variação de frequência. Para a potência gerada de 10 MW, a metodologia selecionou três ajustes e se observa que houve 270 minutos identificados como “N.D.”. A metodologia apresentou erros em 240 minutos. Logo, o risco de falha de detecção de ilhamento para essa condição de operação é 35,42%.

Para os casos de potência gerada igual a 15 MW e 25 MW, a metodologia selecionou três e um ajustes, respectivamente, e não foram verificados erros, resultado em risco de falha nulo em ambas as condições de operação.

Tabela 22 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.

Potência gerada = 10 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
0,5	00:00 a 00:30	---
	07:30 a 08:30	N.D.
	09:00 a 09:30	N.D.
	09:30 a 09:45	---
	11:45 a 12:30	
	12:30 a 12:45	N.D.
	16:00 a 16:15	---
	17:15 a 18:30	N.D.
	22:00 a 23:00	
	23:00 a 00:00	---

1,0	00:30 a 01:30	---
	06:45 a 07:30	
	08:30 a 08:45	
	08:45 a 09:00	N.D.
	09:45 a 11:30	09:45 a 10:00
	09:45 a 11:30	11:15 a 11:30
	11:30 a 11:45	N.D.
	12:45 a 13:15	---
	13:30 a 15:45	15:15 a 15:45
	15:45 a 16:00	N.D.
	16:15 a 17:15	<i>Todo o período</i>
	18:30 a 19:30	18:30 a 18:45
	21:15 a 21:45	21:30 a 21:45
	21:45 a 22:00	N.D.
1,5	01:30 a 06:45	---
	13:15 a 13:30	<i>Todo o período</i>
	19:30 a 21:15	20:00 a 21:15
Potência gerada = 15 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
1,5	10:15 a 11:45	---
	13:15 a 15:30	
	17:00 a 17:15	
	19:00 a 21:45	
2,0	00:00 a 01:30	---
	06:45 a 10:15	
	11:45 a 13:15	
	15:30 a 17:00	
	17:15 a 19:00	
	21:45 a 00:00	
	01:30 a 06:45	
Potência gerada = 25 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
3	00:00 a 23:59	---

5.4.1.3 Abertura do dispositivo de seccionamento CB5

A Tabela 23 apresenta os resultados para a função de proteção de frequência. Nessa tabela observa-se que a metodologia selecionou apenas um ajuste de subfrequência e um ajuste de sobrefrequência para todas as condições de potência gerada, e o risco de falha foi nulo em todos os casos. Isso acontece porque a carga que permanece conectada com o gerador após a abertura do CB5 é pequena, logo o desbalanço de potência ativa é grande e, para

grandes desbalanços de potência ativa, a fórmula apresenta resultados mais precisos em comparação com as simulações.

Com relação à função de proteção de taxa de variação de frequência, a

Tabela 24 mostra os resultados da aplicação da metodologia adaptativa e se observa risco de falha nulo para as três condições de operação do gerador, pelos mesmos motivos explicados no parágrafo anterior. Ressalta-se que para o caso em que a potência gerada é 10 MW, a metodologia selecionou 2 ajustes.

Tabela 23 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.

Potência gerada = 10 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	61,00	08:00 a 11:45	---
		12:45 a 21:15	
58,50	61,50	00:00 a 08:00	---
		11:45 a 12:45	
		21:15 a 00:00	
Potência gerada = 15 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	61,50	00:00 a 23:59	---
Potência gerada = 25 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	61,50	00:00 a 23:59	---

Tabela 24 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.

Potência gerada = 10 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
2,5	10:45 a 11:45	---
	13:15 a 16:30	
	19:15 a 20:30	
3,0	00:00 a 10:45	---
	11:45 a 13:15	
	16:30 a 19:15	
	20:30 a 00:00	
Potência gerada = 15 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
3,0	00:00 a 23:59	---
Potência gerada = 25 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
3,0	00:00 a 23:59	---

5.4.2 Excitatriz Configurada para Controle da Potência Reativa do Gerador

Todas as análises apresentadas nesta seção consideram a excitatriz configurada para manter a potência reativa do gerador em 0 var. Os resultados são apresentados nas subseções seguintes.

5.4.2.1 *Abertura do dispositivo de seccionamento CBI*

A Tabela 25 apresenta os resultados da aplicação da metodologia adaptativa analítica para a função de proteção de frequência. Para 10 MW percebem-se que os resultados da metodologia foram satisfatórios para apenas 225 minutos, ocasionando um risco de falha igual a 84,37%. Isso indica um erro significativo nas fórmulas obtidas, causado pelo fato de que a variação do desbalanço de potência ativa após o ilhamento é mais intensa do que no caso em que se controlava a tensão terminal. Esse comportamento ocorre devido ao fato de a tensão também variar mais intensamente após o ilhamento, uma vez que ela não é mais controlada. Foram observados casos de déficit de potência ativa e reativa, nos quais a queda de tensão após o ilhamento era significativa a ponto de a potência ativa das cargas cair bruscamente, tornando-se menor que a potência ativa do gerador, ocasionando a atuação da proteção por

sobrefrequência e não subfrequência como esperado. Esta é uma condição muito difícil de prever por meio das fórmulas analíticas desenvolvidas neste trabalho e pesquisas mais aprofundadas são necessárias para aumentar a precisão dessas fórmulas. Ressalta-se que esse tipo de problema é intrínseco do sistema elétrico quando se consideram cargas dependentes da tensão, sobretudo cargas do tipo impedância constante.

Considerando o gerador fornecendo 15 MW, os erros aumentam, pois se verifica que a metodologia fornece resultados eficientes em apenas 30 minutos do tempo de operação. Além disso, há 360 minutos de condições não detectáveis (N.D.) dada a faixa de ajustes considerada. Neste caso, o risco de falha é elevado, atingindo 98%.

Finalmente, para o caso de a potência gerada ser igual a 25 MW, a metodologia selecionou dois ajustes de subfrequência e dois de sobrefrequência, resultando em risco de falha nulo.

Tabela 25 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.

Potência gerada = 10 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,0	61,0	00:30 a 05:45	01:15 a 05:00
58,0	61,5	07:00 a 07:30	<i>Todo o período</i>
		23:00 a 00:00	
58,5	61,5	00:00 a 00:30	<i>Todo o período</i>
		05:45 a 07:00	
57,5	61,5	07:30 a 07:45	<i>Todo o período</i>
		12:00 a 12:30	
		18:30 a 19:00	
		21:45 a 23:00	
57,0	61,5	07:45 a 12:00	<i>Todo o período</i>
		12:30 a 18:30	
		19:00 a 21:45	

Potência gerada = 15 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,5	60,5	00:00 a 02:15	N.D.
		04:30 a 07:15	
		23:00 a 00:00	
59,5	61,0	02:15 a 04:30	<i>Todo o período</i>
59,0	60,5	07:15 a 07:45	---
		12:00 a 12:30	<i>Todo o período</i>
		18:30 a 19:00	
		21:45 a 23:00	
58,5	60,5	07:45 a 11:15	<i>Todo o período</i>
		11:30 a 12:00	
		12:30 a 13:00	
		15:30 a 17:00	
		17:15 a 18:30	
		19:00 a 21:45	
58,0	60,5	11:15 a 11:30	<i>Todo o período</i>
		13:00 a 15:30	
		17:00 a 17:15	
Potência gerada = 25 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,0	61,0	13:15 a 22:15	----
59,0	61,5	22:15 a 00:00	----
58,5	61,0	07:30 a 13:15	----
58,5	61,5	00:00 a 07:30	----

A Tabela 26 apresenta os resultados para a função de proteção de taxa de variação de frequência. Para 10 MW, observa-se que a metodologia apresentou erros em 240 minutos, correspondendo a um risco de falhas igual a 16,7%. Foram selecionados apenas dois ajustes para as 24 horas de operação. No caso de potência gerada igual a 15 MW, observa-se que durante 45 minutos há situações não detectáveis (N.D.) para ajustes superiores a 0,5 Hz/s e a metodologia apresentou erros durante 660 minutos. Portanto, o risco de falha nessa condição de operação é igual a 49%. Por fim, para o caso de potência gerada igual a 25 MW, o risco de falhas foi nulo e a metodologia selecionou cinco ajustes.

Tabela 26 - Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1.

Potência gerada = 10 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
2,0	02:45 a 04:30	---
2,5	00:45 a 02:45	<i>Todo o período</i>
	04:30 a 05:45	
3,0	00:00 a 00:45	<i>Todo o período</i>
	05:45 a 00:00	---
Potência gerada = 15 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
0,5	00:30 a 06:00	---
1,0	00:00 a 00:15	N.D.
	00:15 a 00:30	<i>Todo o período</i>
	06:00 a 06:15	---
	06:15 a 06:45	N.D.
	06:45 a 07:00	---
1,5	07:00 a 07:15	<i>Todo o período</i>
	23:45 a 00:00	
2,0	07:15 a 07:30	---
	23:00 a 23:45	<i>Todo o período</i>
2,5	22:15 a 23:00	<i>Todo o período</i>
3,0	07:30 a 22:15	07:30 a 09:45
		11:30 a 13:00
		15:30 a 16:00
		16:30 a 16:45
		17:00 a 22:15

Potência gerada = 25 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
1,0	08:00 a 12:00	---
	12:45 a 17:45	
	20:00 a 20:30	
	20:45 a 21:00	
1,5	07:45 a 08:00	---
	12:00 a 12:45	
	17:45 a 20:00	
	20:30 a 20:45	
	21:00 a 21:45	
2,0	07:30 a 07:45	---
	21:45 a 22:30	
2,5	22:30 a 23:15	---
3,0	00:00 a 07:30	---
	23:15 a 00:00	

5.4.2.2 Abertura do dispositivo de seccionamento CB3

A Tabela 27 apresenta os resultados da aplicação da metodologia adaptativa analítica para a função de proteção de frequência. Para 10 MW observa-se que o sistema fica desprotegido durante 17 horas (1020 minutos), pois nenhum dos ajustes considerados da função de proteção de frequência é capaz de detectarilhamento entre 07:00 e 00:00 horas (condições “N.D.”). Nos outros intervalos de tempo a metodologia não apresentou erros e forneceu três ajustes de subfrequência e dois ajustes de sobrefrequência. Neste caso, o risco de falha é igual 70,8%. Para potência ativa gerada igual a 15 MW e 25 MW, a metodologia apresentou resultados satisfatórios sendo que não houve erros. Logo, o risco de falhas é nulo em ambos os casos.

A Tabela 28 apresenta os resultados para a função de proteção de taxa de variação de frequência. Para potência gerada igual a 10 MW, a metodologia apresentou erros em 60 minutos, selecionando seis ajustes. Observa-se que há vários períodos em que a proteção não é capaz de detectar o ilhamento considerando os ajustes empregados neste trabalho, totalizando 420 minutos. Nessas condições operativas, o risco de falhas é igual a 33,3%. Para a potência gerada igual a 15 MW e 25 MW, o risco de falhas é nulo.

Tabela 27 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.

Potência gerada = 10 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
59,50	60,50	00:00 a 03:00	---
		05:15 a 05:30	
		06:00 a 07:00	
		07:45 a 23:30	N.D.
59,50	61,00	03:00 a 05:15	---
		05:30 a 06:00	
59,00	60,50	23:30 a 00:00	N.D.
58,50	60,50	07:00 a 07:45	N.D.
Potência gerada = 15 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	60,50	10:00 a 11:45	---
		13:15 a 15:45	
		16:30 a 17:30	
		18:45 a 21:45	
58,50	61,00	07:30 a 10:00	---
		11:45 a 12:00	
		12:30 a 13:15	
		15:45 a 16:30	
		17:30 a 18:45	
		21:45 a 00:00	
58,50	61,50	00:00 a 07:30	---
		12:00 a 12:30	
Potência gerada = 25 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	61,50	00:00 a 23:59	---

Tabela 28 - Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB3.

Potência gerada = 10 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
0,5	00:00 a 00:30	---
	09:45 a 10:00	N.D.
	10:00 a 11:30	---
	11:30 a 11:45	
	12:00 a 12:30	
	13:00 a 15:30	
	15:30 a 15:45	N.D.
	16:15 a 16:30	---
	16:30 a 16:45	N.D.
	16:45 a 17:15	---
	17:15 a 17:30	N.D.
	18:45 a 20:00	---
	20:15 a 21:30	
	21:30 a 22:00	N.D.
1,0	00:30 a 01:30	---
	06:45 a 07:30	
	08:30 a 09:15	N.D.
	15:45 a 16:00	
	18:30 a 18:45	---
	20:00 a 20:15	<i>Todo o período</i>
	22:00 a 22:15	N.D.
1,5	01:30 a 06:45	---
	08:15 a 08:30	N.D.
	11:45 a 12:00	---
	16:00 a 16:15	N.D.
	18:15 a 18:30	
	22:15 a 22:30	
2,0	08:00 a 08:15	N.D.
	09:15 a 09:45	
	17:30 a 17:45	
	18:00 a 18:15	
2,5	07:45 a 08:00	N.D.
	17:45 a 18:00	
	22:30 a 23:00	
3,0	07:30 a 07:45	N.D.
	12:30 a 13:00	
	23:00 a 23:15	
	23:15 a 00:00	<i>Todo o período</i>

Potência gerada = 15 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
1,0	10:00 a 11:45	---
	13:00 a 15:45	
	16:15 a 17:30	
	18:45 a 22:00	
1,5	07:45 a 10:00	---
	11:45 a 12:00	
	12:45 a 13:00	
	15:45 a 16:15	
	17:30 a 18:45	
	22:00 a 23:45	
2,0	07:30 a 07:45	---
	12:00 a 12:45	
	23:45 a 00:00	
2,5	00:00 a 01:15	---
	07:00 a 07:30	
3,0	01:15 a 07:00	---
Potência gerada = 25 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
3,0	00:00 a 23:59	---

5.4.2.3 Abertura do dispositivo de seccionamento CB5

A Tabela 29 apresenta os resultados da aplicação da metodologia adaptativa analítica para a função de proteção de frequência. Tal como observado nas situações em que a excitatriz do gerador foi configurada para controle de tensão terminal, a metodologia apresentou resultados satisfatórios para todas as condições analisadas. O mesmo foi observado para a função de proteção de taxa de variação de frequência, conforme apresentado na Tabela 30. Portanto, o risco de falhas é nulo para ambas as funções de proteção e considerando todas as condições operativas analisadas neste trabalho.

Tabela 29 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.

Potência gerada = 10 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,50	61,50	00:00 a 07:30	---
58,50	61,00	07:30 a 00:00	---
Potência gerada = 15 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,5	61,5	00:00 a 23:59	---
Potência gerada = 25 MW			
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)	Erros
58,5	61,5	00:00 a 23:59	---

Tabela 30 - Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB5.

Potência gerada = 10 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
1,5	09:45 a 12:00	---
	13:00 a 16:45	
	17:00 a 17:15	
	19:00 a 21:00	
2,0	07:30 a 09:45	---
	12:00 a 13:00	
	16:45 a 17:00	
	17:15 a 19:00	
	21:00 a 00:00	
2,5	00:00 a 07:30	---
Potência gerada = 15 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
3,0	00:00 a 23:59	---
Potência gerada = 25 MW		
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)	Erros
3,0	00:00 a 23:59	---

5.4.3 Generalização para Qualquer Dispositivo de Seccionamento

De posse das fórmulas considerando a abertura dos dispositivos de seccionamento CB1, CB3 e CB5 é possível estabelecer um conjunto de ajustes que satisfaça às três condições

simultaneamente. A lógica é similar à empregada na metodologia baseada em simulações dinâmicas: para definir o ajuste mais adequado em cada período de análise (15 minutos) é preciso identificar os ajustes que detectam oilhamento naquele instante para todos os dispositivos de seccionamento. Os passos para a aplicação dessa lógica são apresentados a seguir, admitindo que as fórmulas para os três dispositivos de seccionamento e que o tempo requerido para a detecção do ilhamento sejam conhecidos. Além disso, admite-se que as características de operação do gerador distribuído também estejam definidas.

1. Para determinado instante da curva de carga determinar, via cálculo de fluxo de carga, os níveis de desbalanço de potência ativa e reativa considerando a abertura de cada um dos dispositivos de seccionamento;
2. Uma vez determinados os desbalanços de potência ativa e reativa, seleciona-se a fórmula mais adequada para cada dispositivo de seccionamento, considerando se há déficit ou excesso de potência ativa e reativa;
3. Usando a fórmula correspondente para cada dispositivo de seccionamento, determina-se o ajuste para aquele instante. Portanto, serão determinados n ajustes, em que n se refere ao número de dispositivos de seccionamento analisados. A partir daí, deve-se executar as seguintes etapas para definir os ajustes:
 - a. Se os n ajustes forem iguais, então significa que a proteção anti-ilhamento atuará independentemente de qual dispositivo de seccionamento operar. Portanto, esse valor deve ser configurado como ajuste da função de proteção para aquele instante;
 - b. Se houver ajustes diferentes, seleciona-se o mais sensível.
4. Repetem-se os passos de 1 a 3 para todos os instantes da curva de carga.

Os resultados da aplicação dessa metodologia são apresentados nas subseções seguintes.

5.4.3.1 Excitatriz configurada para controle da tensão terminal do gerador

Nesta situação, considera-se o gerador operando de forma a controlar a tensão terminal em 1 pu. Os resultados da aplicação da metodologia adaptativa para três pontos de operação do gerador e considerando proteção de frequência são apresentados na Tabela 31. Os erros não foram apresentados porque já foram discutidos na seção 5.4.1 para cada dispositivo de seccionamento.

Tabela 31 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.

Potência gerada = 10 MW		
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)
59,5	60,5	00:00 a 01:00
		06:45 a 00:00
59,5	61,0	01:00 a 06:45
Potência gerada = 15 MW		
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)
59,5	60,5	00:00 a 07:30
		18:15 a 18:30
		21:30 a 00:00
59,0	60,5	07:30 a 09:45
		11:30 a 12:45
		15:30 a 16:45
		18:30 a 21:30
58,5	60,5	09:45 a 11:30
58,5	60,5	12:45 a 15:30
58,5	60,5	16:45 a 17:00
Potência gerada = 25 MW		
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)
58,5	60,5	07:45 a 21:45
58,5	61,5	00:00 a 07:45
		21:45 a 00:00

Para a função de proteção de taxa de variação de frequência, os resultados são apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da tensão terminal do gerador em 1 pu; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.

Potência gerada = 10 MW	
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)
1,5	10:15 a 11:45
	13:15 a 15:30
	17:00 a 17:15
	19:00 a 21:45
2,0	00:00 a 05:15
	06:45 a 10:15
	11:45 a 13:15
	15:30 a 17:00
	17:15 a 19:00
	21:45 a 00:00
2,5	05:15 a 06:45
Potência gerada = 15 MW	
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)
0,5	00:00 a 01:15
	05:15 a 07:15
1,0	01:15 a 02:30
	04:45 a 05:15
1,5	02:30 a 04:45
	07:15 a 07:30
	10:15 a 11:45
	13:15 a 15:30
	17:00 a 17:15
	19:00 a 21:45
2,0	07:30 a 10:15
	11:45 a 13:15
	15:30 a 17:00
	17:15 a 19:00
	21:45 a 00:00
Potência gerada = 25 MW	
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)
2,5	07:30 a 22:15
3,0	00:00 a 07:30
	22:15 a 00:00

5.4.3.2 Excitatriz configurada para controle da potência reativa do gerador

Os resultados para a função de proteção de frequência são apresentados na Tabela 33 e para a proteção de taxa de variação de frequência, os resultados são apresentados na Tabela 34.

Tabela 33 – Resultados dos ajustes da função de proteção de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.

Potência gerada = 10 MW		
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)
59,5	60,5	00:00 a 02:45
		05:15 a 05:30
		06:00 a 23:30
59,5	61,0	03:00 a 05:15
		05:30 a 06:00
58,5	60,5	23:30 a 00:00
Potência gerada = 15 MW		
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)
59,5	60,5	00:00 a 02:15
		04:30 a 07:15
		23:00 a 00:00
59,5	61,0	02:15 a 04:30
59,0	60,5	07:15 a 07:45
		12:00 a 12:30
		18:30 a 19:00
		21:45 a 23:00
58,5	60,5	07:45 a 12:00
		12:30 a 18:30
		19:00 a 21:45
Potência gerada = 25 MW		
Subfrequência (Hz)	Sobrefrequência (Hz)	Período (hora:minuto)
59,0	61,0	13:15 a 22:15
59,0	61,5	22:15 a 00:00
58,5	61,0	07:30 a 13:15
58,5	61,5	00:00 a 07:30

Tabela 34 – Resultados dos ajustes da função de proteção de taxa de variação de frequência para controle da potência reativa do gerador em 0 var; potência ativa gerada = 10 MW, 15 MW, 25 MW; abertura de CB1, CB3 ou CB5.

Potência gerada = 10 MW	
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)
0,5	00:00 a 00:30
	09:45 a 11:45
	12:00 a 12:30
	13:00 a 15:45
	16:15 a 17:30
	18:45 a 20:00
	20:15 a 22:00
1,0	00:30 a 01:30
	06:45 a 07:30
	08:30 a 09:15
	15:45 a 16:00
	18:30 a 18:45
	20:00 a 20:15
	22:00 a 22:15
1,5	01:30 a 06:45
	08:15 a 08:30
	11:45 a 12:00
	16:00 a 16:15
	18:15 a 18:30
	22:15 a 22:30
2,0	07:30 a 08:15
	09:15 a 09:45
	12:30 a 13:00
	17:30 a 18:15
	22:15 a 00:00

Potência gerada = 15 MW	
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)
0,5	00:30 a 06:00
1,0	00:00 a 00:30
	06:00 a 07:00
	10:00 a 11:45
	13:00 a 15:45
	16:15 a 17:30
	18:45 a 22:00
1,5	07:00 a 07:15
	07:30 a 10:00
	11:45 a 12:00
	12:45 a 13:00
	15:45 a 16:15
	17:30 a 18:45
	22:00 a 00:00
2,0	07:15 a 07:30
	12:00 a 12:45
Potência gerada = 25 MW	
Ajuste (Hz/s)	Período (hora:minuto)
1,0	08:00 a 12:00
	12:45 a 17:45
	20:00 a 20:30
	20:45 a 21:00
1,5	12:00 a 12:45
	17:45 a 20:00
	20:30 a 20:45
2,0	21:00 a 21:45
	07:45 a 08:00
2,5	21:45 a 22:30
	07:30 a 07:45
3,0	22:30 a 23:15
	23:15 a 07:30

5.5 Considerações Finais

A proposição de uma metodologia adaptativa analítica foi motivada pela possibilidade de reduzir, significativamente, o número de simulações dinâmicas necessárias para o estabelecimento da metodologia adaptativa apresentada no Capítulo 4. Nesta, observou-se que para analisar cada caso da proteção de frequência é necessário executar 1536 simulações

dinâmicas, pois foram avaliados 16 ajustes e a curva de carga foi dividida em 96 pontos. Tais simulações dinâmicas podem ser muito demoradas dependendo da complexidade do sistema elétrico em estudo e do nível de detalhamento dos modelos matemáticos dos componentes do mesmo. Com a abordagem analítica proposta, o número de simulações dinâmicas cai para 200 e é necessário executar 96 simulações de fluxo de potência, uma para cada ponto da curva de carga, para determinar os desbalanços de potência ativa e reativa. As simulações de fluxo de potência são bem mais rápidas do que as simulações dinâmicas. As 200 simulações dinâmicas correspondem à obtenção das curvas de desempenho da função de proteção analisada para o maior e menor valores da faixa de ajustes escolhida. Assim, para obter a curva de desempenho de cada ajuste, a carga do sistema elétrico é variada desde 0 até seu valor máximo, em um total de 100 pontos simulados. No caso da função de proteção de frequência, são necessárias 400 simulações, pois há faixas de ajuste para sub e sobrefrequência (200 simulações para cada faixa de ajustes).

Os resultados apresentados neste capítulo mostraram que a metodologia adaptativa analítica proposta apresentou bom desempenho na maioria dos casos em que foi aplicada. A Tabela 35 resume a eficiência da metodologia apresentando os riscos de falha na detecção do ilhamento para cada caso analisado. Nesta tabela, a sigla “FR” e o termo “df/dt” indicam a função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência, respectivamente. Já as letras “V” e “Q” indicam excitatriz do gerador configurada para controle da tensão terminal e da potência reativa, respectivamente. Observa-se que o melhor desempenho global se deu com a função de proteção de frequência e controle da tensão terminal (FR-V) e o pior foi para a mesma função de proteção, mas controle da potência reativa. Pode-se estabelecer que, com a metodologia analítica proposta, obtém-se resultados melhores se for empregada proteção de frequência e o gerador estiver operando em modo de controle da tensão terminal. Por outro lado, se a excitatriz estiver configurada para controle da potência reativa, é mais confiável empregar a proteção de taxa de variação de frequência.

Tabela 35 - Risco de falha na detecção do ilhamento.

	Risco de Falha em %								
	CB1			CB3			CB5		
	10 MW	15 MW	25 MW	10 MW	15 MW	25 MW	10 MW	15 MW	25 MW
FR-V	6,3	16,7	0,0	54,2	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0
FR-Q	84,4	98,0	0,0	70,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
df/dt-V	26,0	27,0	0,0	35,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
df/dt-Q	16,7	49,0	0,0	33,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Capítulo 6

Conclusões

O trabalho apresentado mostrou o desenvolvimento de duas metodologias de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos que adaptam os ajustes dos dispositivos de proteção às variações de desbalanço de potência ativa das prováveis ilhas em um sistema de distribuição de energia elétrica. Ressalta-se que as metodologias fornecem todas as possibilidades possíveis de ajuste de forma a priorizar a atuação da proteção anti-ilhamento tentando minimizar casos de falsa operação, e cabe ao engenheiro de proteção selecionar aqueles mais viáveis de serem implementados na prática. Portanto, tanto as figuras que demonstram o desempenho de atuação dos relés, quanto as tabelas com os ajustes finais são essenciais para se tomar a decisão correta quanto à configuração da proteção adaptativa.

Algumas conclusões podem ser obtidas deste trabalho, tais como:

- Geradores operando sob controle de potência reativa em zero e cargas modeladas como impedância constante originam situações em que a detecção de ilhamento é mais difícil, se comparado ao caso em que a excitatriz é controlada para manter tensão terminal constante. No caso da metodologia analítica, essa característica ocasiona um erro nas fórmulas, sobretudo nas condições de baixo desbalanço de potência ativa;
- A alteração dos ajustes em determinados períodos de tempo possibilita a detecção do ilhamento durante as 24 horas de análise na maioria dos casos analisados, evidenciando uma grande vantagem das metodologias propostas;
- Em alguns casos o engenheiro de proteção poderá selecionar apenas um único ajuste para a proteção anti-ilhamento durante todo o período de análise. Daí a

importância das figuras coloridas, no caso da metodologia baseada em simulações, em que o engenheiro poderá avaliar a sensibilidade de determinado ajuste em determinado instante de tempo;

- Os resultados apresentados mostraram que a metodologia adaptativa analítica proposta apresentou bom desempenho na maioria dos casos em que foi aplicada, mas seu desempenho pode ser melhorado de forma a contemplar as condições de baixo desbalanço de potência ativa na presença de cargas dependentes da tensão;
- Na metodologia analítica proposta obtém-se resultados melhores se for empregada proteção de frequência e o gerador estiver operando em modo de controle da tensão terminal e o pior foi para a mesma função de proteção, mas controle da potência reativa. Por outro lado, se a excitatriz estiver configurada para controle da potência reativa, é mais confiável empregar a proteção de taxa de variação de frequência;
- O emprego da metodologia analítica proporciona a redução do número de simulações dinâmicas necessárias para obter os ajustes finais dos dispositivos de proteção, obtendo um ganho de 5,2 vezes. Portanto, conclui-se que sua aplicação é mais prática do que a metodologia baseada em simulações dinâmicas;

Como contribuição adicional, as metodologias permitem um melhor aproveitamento dos relés baseados em medida de frequência em esquemas de proteção anti-ilhamento, evitando ou postergando a implementação de técnicas de prevenção de ilhamento com custo e complexidade mais elevados. Ressalta-se ainda que os procedimentos relacionados a ambos os métodos propostos podem ser prontamente aplicados aos outros sistemas elétricos com perfil de carga diferente do aplicado, considerando outras faixas de ajuste para as funções de proteção analisadas.

Finalmente, como proposta para um trabalho futuro diretamente relacionado ao tema abordado tem-se:

- O aperfeiçoamento das fórmulas analíticas de forma a torná-las mais exatas nos casos de baixo desbalanço de potência ativa, para vários ajustes dos dispositivos de proteção;
- Modelagem das cargas dinâmicas com uma abordagem mais realista;
- Proteção híbrida utilizando os relés com função de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência;
- Modelagem das cargas indutivas e capacitivas.

Referências Bibliográficas

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kischen e G. Strbac, *Embedded Generation*, London: The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [2] Working Group 37.23, Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System, CIGRÉ, *Technical Report*, 1999.
- [3] CIRED Working Group 4, Dispersed Generation, CIRED, *Technical Report*, 1999.
- [4] IEEE Standard 1547, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” IEEE, Standards Coordinating Committee 21, 2003.
- [5] Electricity Association, G59/1 Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to the Regional Electricity Companies Distribution Systems, Electricity Association Std., 1991.
- [6] W. Xu, K. Mauch, S. Martel. An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada. *Report CTEC-Varenes 2004-074 (TR)*, Natural Resources Canada, jul. 2004.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em novembro de 2009.
- [8] Z. Ye, A. Kowalkar, Y. Zhang, P. Du and R. Walling. Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Nondetection Zone Concept. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 19, n. 5. p. 1171-1176, sep. 2004.
- [9] H. Kobayashi, K. Takigawa. Statistical Evaluation of Optimum Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems. *IEEE First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, v. 1, dec. 1994.
- [10] Schweitzer Engineering Laboratories Ltda. <<<http://www.selinc.com.br>>>. Acesso em Dezembro de 2009.
- [11] S. Jang, K. Kim. An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.19, apr. 2004.
- [12] J. C. M. Vieira Jr., Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos. 2006. 210 f.. *Tese*

(*Doutorado em Engenharia Elétrica*) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

- [13] J. Yim, L. Chang, C. Diduch. Recent Developments in Islanding Detection for Distributed Power Generation. *Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, p. 124-128, jul. 2004.
- [14] W. Xu, G. Zhang, C. Li, W. Wang. A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators-Part I: Scheme and Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22 , jul. 2007.
- [15] H. Beltran, F. Gimeno, S. S. Chilet and J. M. Torrelo. Review of The Islanding Phenomenon Problem for Connection of Renewable Energy Systems. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. V. 201, apr. 2006.
- [16] M. Ezzt, M.I. Marei, M. Abel-Rahman, M.M. Mansour. A Hybrid Strategy for Distributed Generators Islanding Detection. *IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa*, p. 1-7, jul.2007.
- [17] S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, C.F. Ten, P.A. Crossley. Islanding Protection of Distribution Systems with Distributed Generators- *A Comprehensive Survey Report*. *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, p. 1-8, jul.2008.
- [18] M. Moradzadeh, M. Rajabzadeh, S.M.T. Bathaee. A Novel Hybrid Islanding Detection Method for Distributed Generations. *IEEE Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, p. 2290-2295, apr.2008.
- [19] J. Yim, C.P. Diduch L. Chang. Islanding Detection Using Proportional Power Spectral Density. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.23 , apr. 2008.
- [20] H.H. Zeineldin, J.L. Kirtley Jr. A Simple Technique for Islanding Detection with Negligible Nondetection Zone. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.24 , apr. 2009.
- [21] H.H. Zeineldin, J.L. Kirtley Jr. Performance of The OVP/UVF and OFP/UFV Method with Voltage and Frequency Dependent Loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.24 , apr. 2009.
- [22] TransÉnergie Technologies Inc “SimPowerSystems User's Guide”, 2009. Disponível em: <<http://www.mathworks.com>>.
- [23] Chen, C. T. *Linear System Theory and Design*, 3 ed., Oxford University Press, 1999.
- [24] Kundur, P. *Power System Stability and Control*, 1a ed., McGraw-Hill Inc, 1994.
- [25] Hurley, J. D., Bize, L. N., Mummert, C. R. The adverse effects of excitation system var and power factor controller, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.14, n. 4, 1999.

- [26] R. D. Fuchs, *Transmissão de Energia Elétrica – Linhas Aéreas*, vol. 1, Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, Itajubá: Escola Federal de Engenharia, 1979.
- [27] D. S. Corrêa, Metodologias para Análise do Risco de Ocorrência de Ilhamentos Não Intencionais de Geradores Síncronos Distribuídos. 2008. 110 f.. *Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica)* – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008
- [28] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouveia, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, n. 1, pp. 375-380, Jan. 2000.
- [29] W. Freitas, W. Xu, C. M. Affonso, Z. Huang, Comparative analyses between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n. 2, pp. 1315-1324, Apr. 2005.
- [30] SIEMENS. SIPROTEC 7RW600 – v. 01 – Numerical Voltage, Frequency and Overflux Relay: Instruction Manual, 1997.
- [31] ABB. SPAF 140C – Frequency Relay: User’s Manual and Technical Description. Disponível em: < <http://www.abb.com> >. Acesso em: Outubro de 2008.
- [32] SCHNEIDER ELETRIC. SEPAM Series 20 Merlin Gerin: User Manual. Disponível em: < <http://www.schneider-eletric.com.br> >. Acesso em: Agosto de 2009.
- [33] SEG. NX2 – Mains Decoupling Relay. Disponível em: [http:// www.doc.newageavkseg.com/do.Kupdf/progs/docserve/start_frame_e.htm](http://www.doc.newageavkseg.com/do.Kupdf/progs/docserve/start_frame_e.htm). Acesso em: Abril de 2009.
- [34] H.H. Zeineldin, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama. Impact of DG Interface Control on Islanding Detection and Nondetection Zones. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.21, jul. 2006.
- [35] The Mathworks, *Curve Fiting Toolbox: User's Guide*, 2010. Disponível em: <<http://www.mathworks.com>>.

Anexo A

Dados do Sistema Elétrico

Os dados da rede de distribuição de energia elétrica utilizada nas simulações desta dissertação são apresentados neste anexo. Situações de ilhamento são criadas pela abertura de um dos dispositivos de seccionamento (CB1, CB3 ou CB5).

O diagrama unifilar do sistema elétrico é apresentado na Figura 44.

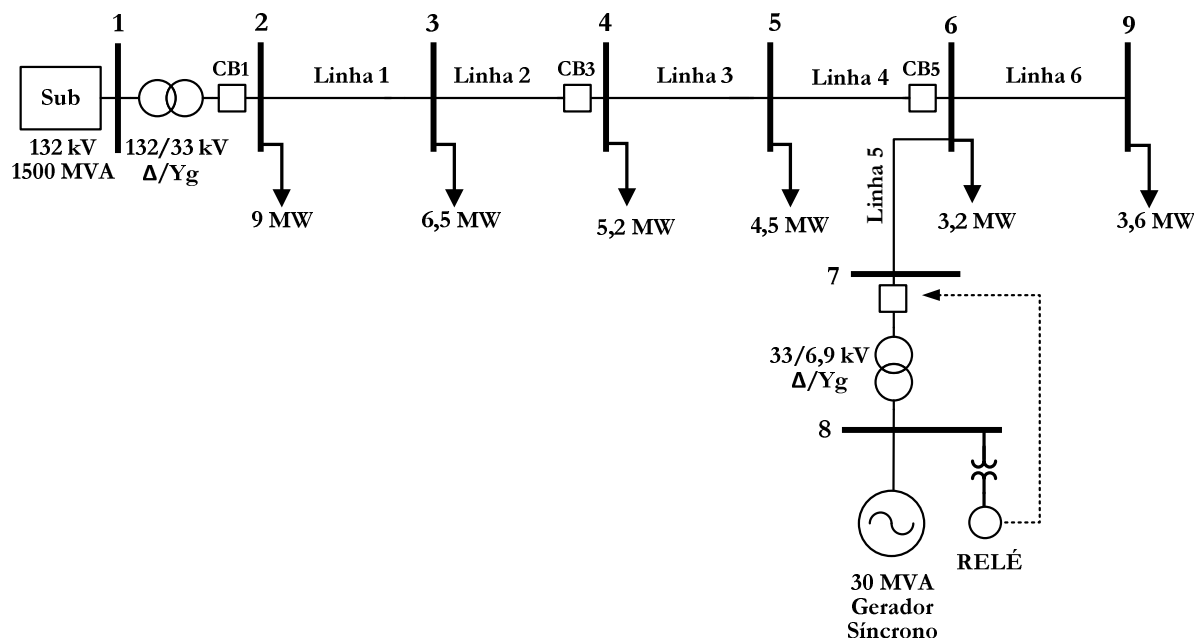


Figura 44 – Sistema elétrico empregado.

Os dados do sistema elétrico são apresentados na Tabela 36 à Tabela 40. A forma como esses dados estão referenciados nas tabelas estão de acordo com a nomenclatura do programa SimPowerSystems. As tensões nodais e os valores nominais das cargas podem ser obtidos na Figura 44.

Tabela 36 – Dados do sistema equivalente da concessionária.

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

Tabela 37 – Dados das linhas.

	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4	Linha 5
Resistância (Ω)	0,5624	0,4999	0,3124	0,2499	0,1875
Reatância (Ω)	2,5318	2,2505	1,4066	1,1252	0,8439

Tabela 38 – Dados dos transformadores.

	Transformador 132/33 kV	Transformador 33/6,9 kV
Potência nominal (MVA)	100	40
Conexão do primário	Triângulo	Triângulo
Tensão nominal do primário (KV)	132	33
Resistência do primário (pu)	0	0
Indutância do primário (pu)	0,01	0,02
Conexão do secundário	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado
Tensão nominal do secundário (pu)	33	6,9
Resistência do secundário (pu)	0	0
Indutância do secundário (pu)	0,01	0,02
Resistência de magnetização (pu)	500	100
Reatância de magnetização (pu)	500	100

Tabela 39 – Dados do gerador síncrono.

Tipo do gerador	Pólos lisos
Potência nominal (MVA)	30
Número de pares de pólos	4
Tensão nominal (kV)	6,9
X_d (pu)	1,400
$X'd$ (pu)	0,231
$X''d$ (pu)	0,118
X_q (pu)	1,372
$X'q$ (pu)	0,800
$X''q$ (pu)	0,118
$T'do$ (s)	5,500
$T''do$ (s)	0,050
$T'qo$ (s)	1,250
$T''qo$ (s)	0,190
Resistência do estator (pu)	0,0014
Reatância de dispersão (pu)	0,0500

A Figura 45 apresenta o diagrama de blocos do sistema de excitação do gerador IEEE Tipo 1, para facilitar a localização dos parâmetros apresentados na Tabela 40.

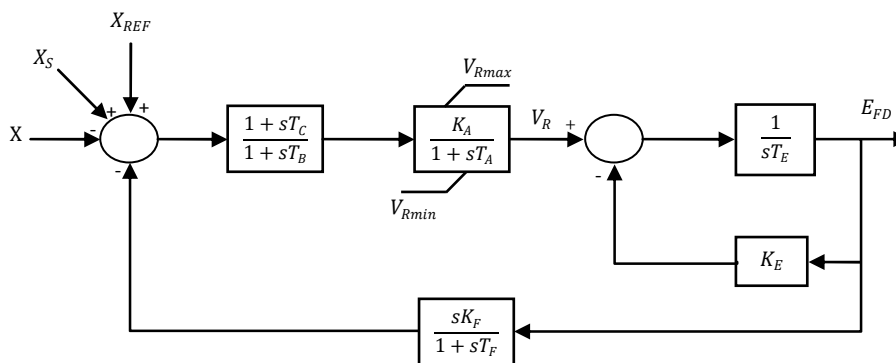


Figura 45 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de excitação IEEE Tipo 1.

Tabela 40 – Parâmetros do sistema de excitação IEEE Tipo 1.

Constante de tempo do filtro passa-baixa de entrada do regulador- T_r (s)	0,005
Ganho do regulador- K_a	270
Constante de tempo do regulador - T_a (s)	0,100
Ganho da excitatriz - K_e	1
Constante de tempo da excitatriz - T_e (s)	0,650
T_b (s)	0
T_c (s)	0
Ganho do bloco de amortecimento - K_f	0,048
Constante de tempo do bloco de amortecimento - T_f (s)	0,950
Limite superior da saída do regulador - V_{Rmax} (pu)	7
Limite inferior da saída do regulador - V_{Rmin} (pu)	-4

Anexo B

Fórmulas da Metodologia Analítica

Neste anexo são apresentados os coeficientes das fórmulas utilizadas no Capítulo 5 para a metodologia analítica adaptativa. As expressões (36) e (37) apresentam as fórmulas genéricas para as funções de proteção de frequência e de taxa de variação de frequência respectivamente.

$$\beta = \frac{f_0 \cdot [a^* \cdot (\Delta P^*)^{b_1} + c_1]}{2H} (t_d - \Delta t) \quad (36)$$

$$\beta = \frac{f_0 \cdot [a^* \cdot (\Delta P^*)^{b_1} + c_1]}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right) \quad (37)$$

A Tabela 41 e a Tabela 42 mostram os coeficientes da fórmula (36) para a proteção de frequência considerando todos os casos analisados no Capítulo 5. As células sem valores indicam que não houve déficit de potência ativa para as condições operativas correspondentes.

Tabela 41 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de frequência; controle de tensão terminal.

Dispositivo de seccionamento CB1						
Potência (MW)	Excesso de Potência			Déficit de Potência		
	Coeficientes			Coeficientes		
	a^*	b_1	c_1	a^*	b_1	c_1
10	0,850	1,015	0,057	0,704	0,934	-0,061
15	0,851	1,112	0,108	0,612	1,190	-0,049
25	0,794	1,184	0,206	0,167	1,092	0,000
Dispositivo de seccionamento CB3						
10	0,869	0,938	0,025	1,015	1,212	-0,00474
15	0,903	0,997	0,052	1,389	1,681	0,007
25	0,925	1,058	0,097	---	---	---
Dispositivo de seccionamento CB5						
10	0,912	0,847	-0,026	---	---	---
15	1,047	0,766	-0,096	---	---	---
25	1,721	0,668	-0,328	---	---	---

Tabela 42 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de frequência; controle da potência reativa.

Dispositivo de seccionamento CB1						
Potência (MW)	Excesso de Potência			Déficit de Potência		
	Coeficientes			Coeficientes		
	a^*	b_I	c_I	a^*	b_I	c_I
10	1,208	1,224	0,050	0,767	0,612	-0,164
15	0,974	1,214	0,081	0,375	0,491	-0,324
25	0,801	1,294	0,181	-0,158	0,534	0,189
Dispositivo de seccionamento CB3						
10	1,205	1,222	0,048	0,798	0,483	-0,231
15	0,967	1,206	0,075	-0,147	0,671	0,076
25	0,797	1,288	0,165	---	---	---
Dispositivo de seccionamento CB5						
10	1,194	1,166	0,042	---	---	---
15	0,951	1,172	0,069	---	---	---
25	0,800	1,235	0,144	---	---	---

A Tabela 43 e a Tabela 44 apresentam os coeficientes da fórmula (37) para a função de taxa de variação de frequência, considerando todos os casos analisados no Capítulo 5.

Tabela 43 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de taxa de variação de frequência; controle de tensão terminal.

Dispositivo de seccionamento CB1						
Potência (MW)	Excesso de Potência			Déficit de Potência		
	Coeficientes			Coeficientes		
	a^*	b_1	c_1	a^*	b_1	c_1
10	0,630	0,968	0,039	0,635	0,996	-0,016
15	0,800	1,365	0,090	0,710	0,689	-0,162
25	0,677	1,064	0,138	0,143	0,003	-0,007
Dispositivo de seccionamento CB3						
10	0,281	0,438	0,037	0,437	1,529	0,1175
15	0,167	0,201	0,013	0,512	4,853	0,024
25	0,267	-0,845	0,063	---	---	---
Dispositivo de seccionamento CB5						
10	0,900	0,863	-0,026	---	---	---
15	1,002	1,209	-0,019	---	---	---
25	0,059	0,024	-0,089	---	---	---

Tabela 44 – Coeficientes das fórmulas para a função de proteção de taxa de variação de frequência; controle da potência reativa.

Dispositivo de seccionamento CB1						
Potência (MW)	Excesso de Potência			Déficit de Potência		
	Coeficientes			Coeficientes		
	a^*	b_1	c_1	a^*	b_1	c_1
10	0,87685	0,9686	0,02119	0,5193	0,7059	-0,04583
15	0,65655	1,268	0,05034	0,5443	1,083	0,0001298
25	0,5941	1,018	0,113	-0,14465	0,33	0,1416
Dispositivo de seccionamento CB3						
10	0,8772	1,215	0,03127	-2,885	-0,05436	3,29
15	0,6855	1,346	0,05106	0,09857	0,1856	0,05765
25	0,74835	0,9967	0,06181	---	---	---
Dispositivo de seccionamento CB5						
10	0,6843	1,611	0,06829	---	---	---
15	0,6264	1,899	0,09194	---	---	---
25	0,30765	3,482	0,4266	---	---	---

Anexo C

Publicações

O tema abordado nesta dissertação de Mestrado originou até o momento duas publicações em conferências, conforme relacionado a seguir:

- S. O. Pitombo, D. Salles, P. C. M. Meira, J. C. M. Vieira, W. Freitas. Influência das Condições Operativas de Sistemas de Cogeração no Desempenho da Proteção Anti-Ilhamento. *In: CLAGTEE 2009 - EIGHTH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION*, 2009, Ubatuba. Anais.
- S. O. Pitombo, J. C. M. Vieira, M. Oleskovicz. Metodologia Adaptativa para Ajustar a Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos. *In: CBA 2010 – XVIII Congresso Brasileiro de Automática*, 2010, Bonito. Anais.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)