UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Elían João Agnoletto

**Análise dos tempos máximos de
chaveamento dos modos de operação de
um grupo gerador diesel após ilhamento**

São Carlos
2015

Elían João Agnoletto

**Análise dos tempos máximos de
chaveamento dos modos de operação de
um grupo gerador diesel após ilhamento**

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

Área de concentração: Sistemas Dinâmicos

Orientadora: Vilma Alves de Oliveira

São Carlos

2015

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

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

A274a Agnoletto, Elian João
 Análise dos tempos máximos de chaveamento dos modos
de operação de um grupo gerador diesel após ilhamento /
Elian João Agnoletto; orientadora Vilma Alves de
Oliveira. São Carlos, 2015.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Dinâmicos -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2015.

1. Geração distribuída. 2. Controle fuzzy. 3.
Operação no modo ilhado. 4. Gerador síncrono. 5.
Geração a diesel. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ELIAN JOÃO AGNOLETTI**.

Título da dissertação: "Análise dos tempos máximos de chaveamento dos modos de operação de um gerador diesel após ilhamento".

Data da defesa: 21/07/2015

Comissão Julgadora:

Resultado:

Profa. Titular **Vilma Alves de Oliveira (Orientadora)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

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

APROVADO

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

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo César Lima Segantine**

Agradecimentos

Agradeço a Deus em primeiro lugar, por ter me dado a oportunidade para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais, à minha irmã e à toda minha família pelo incentivo, apoio, confiança depositada em mim, pelos conselhos e palavras de motivação nos momentos mais difíceis.

À minha namorada Thais pelo carinho, amizade, apoio, paciência e compreensão durante os períodos difíceis deste mestrado.

À minha orientadora Prof^a. Vilma Alves de Oliveira, pela amizade, pelos conselhos, pela orientação durante todo o período deste trabalho e pelos momentos de descontração vividos.

Ao Prof. Ricardo Quadros Machado, pela amizade, pelo apoio concedido ao longo deste período, pelas ideias, sugestões e pelos momentos divertidos.

Ao Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior, pela amizade, pela contribuição neste trabalho por meio de ideias, sugestões, críticas e pelo conhecimento transferido.

A todos os meus amigos do Laboratório de Controle, especialmente ao Rodolpho, pela recepção, pela amizade, pela paciência nas explicações e por todo conhecimento transferido.

A todas as amigades que tive o prazer de fazer em São Carlos.

À Escola de Engenharia de São Carlos pelo suporte fornecido no decorrer deste trabalho e ao CNPq pela bolsa de estudo concedida.

Resumo

Agnoletto, Elian João **Análise dos tempos máximos de chaveamento dos modos de operação de um grupo gerador diesel após ilhamento.** 118 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2015.

A produção de energia elétrica por fontes de geração distribuída (GD) vem se tornando cada vez mais presente no sistema elétrico de potência. De modo geral, os sistemas de GD conectados à rede de distribuição operam controlando potências ativa e reativa, enquanto que no modo isolado, a frequência e a tensão. Sendo assim, após a ocorrência de um ilhamento deve haver alteração no modo de operação da GD para garantir a estabilidade da frequência e da tensão no subsistema ilhado. Ainda, se o modo de operação não for alterado após o ilhamento, os dispositivos de proteção podem atuar desligando a GD. Portanto, o tempo decorrido até a alteração do modo de operação desempenha um papel importante na indicação se a GD permanecerá ou não em funcionamento após a ocorrência do ilhamento. Neste trabalho, são determinados os tempos máximos para chaveamento dos modos de operação de um grupo motor gerador diesel (GMG) operando como GD, utilizando controladores clássicos (CCs) e controladores *fuzzy* (CFs). Foram analisadas as influências do desbalanço entre as potências geradas e consumidas, do tipo de carga conectada ao subsistema ilhado e do comprimento do alimentador nos tempos máximos. Para evidenciar possíveis vantagens da estratégia de controle não linear, é utilizada uma metodologia na qual o ajuste dos ganhos dos CFs é realizado a partir dos ajustes de referência dos CCs. Devido ao ganho variável que a estratégia não linear adiciona às ações de controle, a utilização de CFs nas malhas do GMG permitiu maiores tempos de chaveamento para determinadas faixas de operação, quando comparado com a utilização de CCs.

Palavras-chave: Geração distribuída. Controle fuzzy. Operação no modo ilhado. Gerador síncrono. Geração a diesel.

Abstract

Agnoletto, Elian João **Analysis of the maximum switching times of the operating modes for a diesel generator set after islanding.** 118 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2015.

Distributed generation (DG) is becoming more present in the electrical power system. In general, when a DG is connected to the grid, the DG works with the active and reactive power control loops. Therefore, after an islanding occurrence, the DG must change the operation control mode from power control to voltage and frequency control to maintain the system stability. If the operation mode is not changed after islanding, the protective devices are sensitized and the DG is disconnected. Therefore, the time elapsed until the operation mode changes has an important role in the indication if the DG remains in operation or not after islanding. In this work, the maximum times for switching the operating control mode of a diesel generator set, working as a DG, are analysed using a classical control strategy (CC) and a fuzzy control strategy (FC). The influence of the power imbalance, load types and the feeder distance on the maximum available time to switch the operation control mode is investigated. To highlight the advantages of a nonlinear control strategy, is used a methodology in which the tuning of the FCs gains is performed from the CCs which are used as reference. Due to the variable gain added by the nonlinear strategy, the FC allowed higher switching times than the CC.

Keywords: Distributed generation. Fuzzy control. Islanded operation mode. Synchronous generator. Diesel generation.

Lista de ilustrações

Figura 1	Geração de energia elétrica no Brasil de acordo com o tipo de fonte. . .	22
Figura 2	Diagrama geral do sistema de GD.	31
Figura 3	Diagrama unifilar da RD, explicitando o ponto de conexão da GD. . .	32
Figura 4	Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica.	33
Figura 5	Diagrama de blocos típico para o sistema de excitação do gerador síncrono.	34
Figura 6	Diagrama esquemático do sistema de excitação <i>brushless</i>	35
Figura 7	Diagrama de blocos do modelo do sistema de excitação AC1A.	36
Figura 8	Modelo do atuador mecânico e do motor diesel.	37
Figura 9	Malha geral de controle velocidade do GMG.	43
Figura 10	Estrutura básica do PLL.	44
Figura 11	Modelo geral do PLL monofásico.	45
Figura 12	Diagrama fasorial das tensões da RD e do sistema de GD.	46
Figura 13	Modelo do PLL monofásico proposto.	47
Figura 14	Diagrama fasorial do caso particular em que as tensões da RD e do sistema de GD estão em oposição de fase.	48
Figura 15	Modelo completo do PLL monofásico proposto.	48
Figura 16	Comportamento de $X(\theta)$ para o intervalo de $0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, considerando $\theta_{\text{ref}}=60^\circ$	49
Figura 17	Região de operação do regulador PI presente no PLL proposto.	50
Figura 18	Sincronização entre as tensões do GMG e da Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RD) por meio do PLL proposto.	50
Figura 19	Malha para correção das magnitudes das tensões da GD com as tensões da RD.	51
Figura 20	Curva de capacidade do gerador síncrono.	52
Figura 21	Malha de controle de tensão.	54
Figura 22	Controlador de potência reativa VAR tipo II.	54

Figura 23	Comportamento da fonte de GD após o ilhamento para os casos sem chaveamento e com chaveamento dos modos de controle.	56
Figura 24	Topologia do CC com filtro no ramo derivativo.	60
Figura 25	Respostas transitórias para os ajustes do CC de frequência definidos na Tabela 7.	62
Figura 26	Respostas transitórias para os ajustes do CC de tensão definidos na Tabela 8.	63
Figura 27	Respostas transitórias para os ajustes do Controlador Clássico (CC) de potência ativa definidos na Tabela 9.	64
Figura 28	Respostas transitórias para os ajustes do CC de potência reativa definidos na Tabela 10.	65
Figura 29	Etapas de construção de um sistema <i>fuzzy</i> (JANTZEN, 2007).	66
Figura 30	Estrutura geral do controlador <i>fuzzy</i> PD+I com filtro no ramo derivativo.	67
Figura 31	Entradas e saída do sistema <i>fuzzy</i>	67
Figura 32	Funções de pertinência (a) das entradas eP e eD e (b) da saída u' do sistema <i>fuzzy</i> linear.	69
Figura 33	Superfície linear do sistema <i>fuzzy</i>	71
Figura 34	Estrutura do CC.	71
Figura 35	Estrutura do controlador <i>fuzzy</i> PD+I, adaptada de Jantzen (2007).	72
Figura 36	Respostas transitórias para os controladores de frequência ou velocidade.	73
Figura 37	Respostas transitórias para os controladores de tensão.	74
Figura 38	Respostas transitórias para os controladores de potência ativa.	74
Figura 39	Respostas transitórias para os controladores de potência reativa.	75
Figura 40	Funções de pertinência (a) das entradas eP e eD e (b) da saída u' do sistema <i>fuzzy</i> não linear.	76
Figura 41	Superfície não linear do sistema <i>fuzzy</i>	77
Figura 42	Comportamento do ganho para os CCs e CFNL.	77
Figura 43	Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de frequência.	78
Figura 44	Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de tensão.	78
Figura 45	Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de potência ativa.	79
Figura 46	Erros de potência ativa.	79
Figura 47	Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de potência reativa.	80
Figura 48	Diagrama do GMG e suas malhas de controle.	84
Figura 49	Sequência cronológica do evento simulado.	84
Figura 50	Exemplo para a determinação do tempo de restrição T_R	85

Figura 51	Sentido do fluxo de potência para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$. .	86
Figura 52	Curvas de restrição para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$	88
Figura 53	Resposta do GMG para $T = 582\text{ms}$ e considerando os desbalanços $\Delta P = 0,075\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento. . . .	88
Figura 54	Respostas do GMG para $T = 25\text{ms}$ e considerando os desbalanços $\Delta P = 0,7\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.	89
Figura 55	Sentido do fluxo de potências para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$. .	90
Figura 56	Curvas de restrição para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$	91
Figura 57	Resposta do GMG para $T = 0,5\text{ms}$, considerando os desbalanços $\Delta P = 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,6\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.	92
Figura 58	Resposta do GMG para $T = 550\text{ms}$ considerando os desbalanços $\Delta P = 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,4\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.	93
Figura 59	Sentido do fluxo de potências para o caso com diferentes tipos de cargas. .	94
Figura 60	Tempos de restrição para os diferentes tipos de cargas mostradas na Tabela 18.	95
Figura 61	Simplificação da RD mostrando a conexão do GMG ao barramento 3, de acordo com a Figura 3.	96
Figura 62	Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ utilizando CCs e considerando $T = 48\text{ms}$	98
Figura 63	Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ utilizando CFNLs e considerando $T = 62\text{ms}$	98
Figura 64	Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ utilizando CCs e considerando $T = 48\text{ms}$	99
Figura 65	Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ utilizando CFNLs e considerando $T = 62\text{ms}$	100
Figura 66	Comparação das respostas transitórias utilizando CCs para os casos com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ e com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, considerando $Z_4 = L$ e $T = 48\text{ms}$	101
Figura 67	Comparação das respostas transitórias utilizando CFNLs para os casos com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ e com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, considerando $Z_4 = L$ e $T = 62\text{ms}$	101

Lista de tabelas

Tabela 1	Definição dos parâmetros do sistema de excitação AC1A.	37
Tabela 2	Parâmetros das cargas estáticas, extraídos de Kundur (1994).	39
Tabela 3	Limites permitidos da diferença entre as tensões para sincronização da GD com a RD, conforme IEEE Std 1547.2 (2009)	51
Tabela 4	Ajuste dos relés de tensão para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009) . . .	57
Tabela 5	Ajustes dos relés de frequência para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009) . . .	57
Tabela 6	Regras gerais para ajuste de controladores PID	60
Tabela 7	Ajustes para os CCs de frequência.	61
Tabela 8	Ajustes para os CCs de tensão.	62
Tabela 9	Ajustes para os CCs de potência ativa.	63
Tabela 10	Ajustes para o CC de potência reativa	64
Tabela 11	Variáveis linguísticas adotadas para o sistema <i>fuzzy</i>	70
Tabela 12	Regras de inferência do sistema <i>fuzzy</i> linear	70
Tabela 13	Ganhos dos CCs e dos CFLEs	73
Tabela 14	Ajustes dos relés de frequência para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009) . . .	85
Tabela 15	Tempos de restrição para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$	87
Tabela 16	Ajuste dos relés de tensão para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009) . . .	90
Tabela 17	Tempos de restrição para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$	91
Tabela 18	Cargas utilizadas nas simulações.	94
Tabela 19	Tempos de restrição para o caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$, de acordo com o comprimento do alimentador.	97

Tabela 20	Tempos de restrição para o caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, de acordo o comprimento do alimentador.	99
Tabela 21	Dados do alimentador principal	115
Tabela 22	Dados dos transformadores	115
Tabela 23	Dados das linhas	116
Tabela 24	Dados das cargas conectadas à rede	116
Tabela 25	Dados do gerador	116
Tabela 26	Parâmetros do sistema de excitação <i>brushless</i> e do regulador de tensão utilizados nas simulações	117
Tabela 27	Fator de carregamento do retificador, conforme IEEE Std 421.5 (2006).	117
Tabela 28	Parâmetros do atuador e do motor diesel	118
Tabela 29	Dados do motor de indução trifásico	118
Tabela 30	Dados da carga ressonante RLC paralela	118

Lista de siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

AVR *Automatic Voltage Regulator*

CC Controlador Clássico

CF Controlador *Fuzzy*

CFLE Controlador *Fuzzy* Linear Equivalente

EPE Empresa de Pesquisa Energética

GD Geração Distribuída

GMG Grupo Motor Gerador Diesel

GS Gerador Síncrono

LAC Laboratório de Controle

LAFAPE Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento de Energia

MME Ministério de Minas e Energia

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC Ponto de Acoplamento Comum

PI Proporcional Integral

PLL *Phase Locked Loop*

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RD Rede de Distribuição de Energia Elétrica

SEP Sistema Elétrico de Potência

SIN Sistema Interligado Nacional

VAR Volt-Ampere Reativo

Sumário

1	Introdução e justificativa	21
1.1	Objetivos	28
1.2	Organização do trabalho	29
2	Descrição do sistema de GD simulado	31
2.1	Rede de distribuição	32
2.2	Gerador síncrono	33
2.3	Sistema de excitação	34
2.4	Atuador mecânico e motor diesel	36
2.5	Cargas locais	38
2.6	Considerações do capítulo	40
3	Operação de sistemas de GD baseados em máquina síncrona	41
3.1	Controle de velocidade e potência ativa	41
3.1.1	Sincronismo	44
3.2	Controle de tensão e potência reativa	52
3.3	Alteração dos modos de controle	55
3.3.1	Tempo de restrição	56
3.4	Considerações do capítulo	57
4	Estratégias de controle para o GMG	59
4.1	Controladores clássicos	59
4.1.1	Sintonia	60
4.2	Controladores <i>fuzzy</i>	65
4.2.1	Controladores <i>fuzzy</i> lineares	67
4.2.2	Controladores <i>fuzzy</i> não lineares	73
4.3	Considerações do capítulo	80

5	Resultados e discussões	83
5.1	Evento simulado	83
5.2	Desbalanço de potências	85
5.3	Tipos de cargas	93
5.4	Comprimento do alimentador	95
6	Considerações finais	103
	Referências	107
	Apêndices	113
APÊNDICE A	Parâmetros utilizados nas simulações	115
A.1	Alimentador principal	115
A.2	Gerador síncrono	115
A.3	Sistema de excitação	117
A.4	Atuador mecânico e motor diesel	117
A.5	Motor de indução	118
A.6	Carga RLC	118

Introdução e justificativa

O termo geração distribuída (GD) é relativamente novo na literatura de sistemas de energia elétrica, mas seu conceito já era utilizado antigamente nas primeiras usinas construídas no final do século XIX, as quais utilizavam geradores de corrente contínua e podiam alimentar somente as cargas localizadas nas proximidades da sua planta de geração. Esse tipo de geração "distribuída" apresentada na época não era uma opção, mas uma consequência das limitações tecnológicas existentes. Com o avanço tecnológico, ocorreu o surgimento de redes de corrente alternada e a energia elétrica pôde ser transportada por longas distâncias. A partir daí, a configuração do sistema elétrico foi sofrendo alterações e sistemas robustos de energia elétrica foram sendo criados, compostos por usinas de geração de grande porte, linhas de transmissão e de distribuição, resultando em uma configuração centralizada (JENKINS et al., 2000; PEPERMANS et al., 2005).

Entretanto, a configuração centralizada trouxe problemas em relação aos consumidores localizados em regiões isoladas ou com demanda relativamente baixa. O fornecimento de energia elétrica a esse tipo de consumidor, por meio da extensão da rede elétrica convencional, se tornava inviável para as concessionárias de energia sob o ponto de vista do retorno econômico, comprometendo o direito de acesso universal à energia elétrica e aumentando as diferenças sociais existentes entre a população (RODRÍGUEZ, 2002).

Além do fator econômico, fatores tecnológicos, ambientais e sociais têm contribuído para o surgimento de uma matriz de energia elétrica cada vez mais descentralizada (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008). Dentre os fatores responsáveis pela expansão da GD pode-se citar a necessidade da redução de emissão de gases causadores do efeito estufa e da diversificação da matriz de energia elétrica, a desregulamentação do setor, redução dos custos de transmissão da energia elétrica. Pode-se citar também a disponibilidade de plantas de geração modulares, as quais apresentam tempo de construção relativamente curto, quando comparado ao das hidrelétricas, e baixo custo de capital (JENKINS et al., 2000).

Segundo Severino, Camargo e Oliveira (2008), a GD vem sendo intensamente estudada no Brasil em razão de que nos últimos anos a qualidade da matriz de energia elétrica

piorou sob ponto de vista ambiental e as mudanças climáticas podem comprometer a reserva hídrica brasileira (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008), responsável por cerca de 60% de toda energia elétrica gerada no país (ANEEL, 2015).

De fato, a má qualidade da matriz de eletricidade, devido ao aumento da geração térmica e o comprometimento da geração hídrica pela ausência de chuvas já é uma realidade do país, conforme dados obtidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A Figura 1 apresenta o histórico de geração de energia elétrica para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) nos últimos 5 anos para os dois principais tipos de geração, hidráulica e térmica convencional, responsáveis por cerca de 95% de toda a carga de energia do país (ONS, 2015).

Figura 1: Geração de energia elétrica no Brasil de acordo com o tipo de fonte.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor. Dados obtidos em 18 de Maio de 2015 segundo ONS (2015).

Por meio da Figura 1 é possível perceber a redução da geração a partir de fontes hidráulicas nos primeiros meses de 2015 quando comparado ao mesmo período de 2014. Essa redução esteve relacionada a fatores climáticos, como a simultaneidade da falta de chuvas e elevadas temperaturas, o que ocasionou o apagão de 19 de Janeiro de 2015, atingindo 11 estados e o distrito federal. Percebe-se que, para equilibrar a redução da geração a partir de fontes hidráulicas, aumentou-se o uso das fontes térmicas, o que resultou na elevação do preço da energia elétrica repassado aos consumidores finais, uma vez que os custos de operação das térmicas é superior aos da geração hidráulica.

A preocupação em evitar a dependência significativa de um único tipo de geração de energia elétrica, por meio do incentivo da expansão da GD, não é um fato recente. No ano de 2002, o Ministério de Minas e Energia (MME) juntamente com o governo federal, criaram o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), cujo objetivo era promover a diversificação da matriz de eletricidade brasileira, buscando

alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

Mais recentemente, em Abril de 2012, foi criada a resolução normativa N°482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que estabelece condições gerais para o acesso de microgeração (até 100kW) e minigeração (de 100kW a 1MW) distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica. O principal objetivo desta resolução é o incentivo da micro e minigeração por meio da redução de barreiras para geração de energia elétrica a partir de fontes limpas ou renováveis. Essa redução de barreiras está relacionada à facilidade de acesso à rede de distribuição de energia elétrica (RD) por fontes renováveis, realização do registro na ANEEL feito pela própria concessionária e simplificações no contrato de adesão. Segundo a ANEEL, para impulsionar ainda mais o crescimento da GD é necessário adotar políticas públicas atrativas, evitar importação dos equipamentos, que além de caro tornam o processo mais lento, e buscar incentivo de fontes investidoras como os grandes bancos.

Devido às preocupações relacionadas a futuros apagões que poderão ser ocasionados pelo comprometimento das reservas hídricas, o incentivo à geração própria de unidades consumidoras foi possibilitado pela Portaria n° 44/2015, publicada pelo MME em 11 de Março de 2015 (ANEEL, 2015). Essa portaria trata da contratação própria de unidades consumidoras, não somente por fontes renováveis, e estabelece que o valor a ser pago pela energia gerada deva, além de cobrir os próprios custos de geração, ser suficientemente atrativo para introduzir a participação destes agentes produtores de energia elétrica. Segundo essa portaria, o valor pago pela energia gerada é dependente do tipo da fonte de geração, sendo estabelecido, por exemplo, valores de 1.420,34 R\$/MWh para geração por meio de diesel e 792,49 R\$/MWh para geração por meio de gás natural, valores estes que levam em consideração os custos do combustível, de operação e manutenção, e também a receita fixa. Conforme estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estima-se que o Brasil tenha um potencial de 7 GW a 9 GW de capacidade de geração distribuída (FREIRE, 2015). Segundo André Crisafulli, presidente da consultoria especializada Andrade&Canellas, a ideia da Portaria n°44/2015 é uma tentativa de incentivar o consumidor a gerar energia de modo a aliviar a demanda exigida pelo sistema elétrico (FREIRE, 2015).

Porém, mesmo com todo o incentivo por parte do governo federal e dos órgãos responsáveis pela regulamentação do setor elétrico no que diz respeito à expansão da GD, deve-se levar em consideração que as RDs não foram inicialmente projetadas para operar com fontes de GD, o que certamente resulta em impactos que precisam ser investigados. Com o aumento significativo da GD nas RDs, o fluxo de potência pode se tornar reverso e a RD não ser mais um circuito passivo para suprimento das cargas, mas sim ativo, com fluxo de potência e tensão determinados pela geração e pelas cargas, causando impactos técnicos e econômicos para o SEP (JENKINS et al., 2000).

Um alto grau de inserção da GD (mais de 20%), bem como o posicionamento e a capacidade dos recursos energéticos distribuídos exercem impactos consideráveis sobre a operação, controle, proteção e confiabilidade do serviço público de energia existente (CHOWDHURY et al., 2008). Alguns impactos técnicos causados pela elevada inserção da GD na RD são a mudança no perfil de tensão da RD, o surgimento de transitórios de tensão oriundos das conexões e desconexões da GD no sistema, a possibilidade de fluxo de potência bidirecional dependendo das relações entre potências geradas e consumidas, o aumento nos níveis de curto circuito em condições normais de operação e a influência na qualidade e confiabilidade da energia (JENKINS et al., 2000; DULAU; ABRUDEAN; BICA, 2014).

O SEP, como qualquer outro sistema real, está sujeito a falhas, sejam acidentais ou operacionais, as quais resultam na desconexão da RD do restante do sistema. A retirada de operação da RD normalmente é resultado da atuação de um disjuntor, religador, chave seccionadora ou operação de um fusível (WALLING; MILLER, 2002). Em decorrência, outro impacto relacionado à inserção da GD no SEP, que vem sendo bastante estudado por diversos pesquisadores, é a possibilidade de formação de "ilhas elétricas". Estas ilhas são formadas quando uma porção da RD é energizada unicamente por uma ou mais fontes de energia, sendo essa porção eletricamente isolada do restante da RD (IEEE Std 1547, 2003; JOUYBARI-MOGHADDAM; HOSSEINIAN; VAHIDI, 2012). O processo de formação de uma "ilha elétrica" é denominado ilhamento. Existem dois tipos de ilhamento, o intencional e o não intencional. No ilhamento intencional, a formação da ilha é planejada e provavelmente ocasionada pela abertura de um disjuntor localizado no ponto de acoplamento comum PAC. Já no ilhamento não intencional a formação da ilha não é planejada, e pode ser originada pela atuação de algum dispositivo de proteção, perante uma condição de falta ou por falhas de manutenção pré-programadas (IEEE Std 1547, 2003; JOUYBARI-MOGHADDAM; HOSSEINIAN; VAHIDI, 2012).

Os principais impactos da não detecção de ilhamentos não intencionais estão relacionados a aspectos comerciais, técnicos e de segurança (WALLING; MILLER, 2002; VIEIRA, 2011). A ocorrência de ilhamentos exerce influência na qualidade da energia elétrica e interfere principalmente nos níveis de frequência, devido à capacidade da máquina primária alterar sua velocidade, já que não está mais em sincronismo com a RD. Como a ocorrência de um ilhamento não intencional no SEP é inevitável e imprevisível, são necessários estudos de técnicas de detecção de ilhamento para manter o funcionamento adequado da RD. A magnitude, a taxa e a duração dessas mudanças de frequência afetam a capacidade de detectar uma condição de ilhamento (DALKE et al., 2011). Devido a esses fatores, diversas normas e recomendações estabelecem que a desconexão da GD após a ocorrência de ilhamentos deve ser realizada rapidamente. Segundo a IEEE Std 1547.2 (2009), estabelece recomendações sobre a interconexão de recursos distribuídos com sistemas de energia elétrica, na ocorrência de um ilhamento não intencional o sistema de interconexão

da GD deve detectar o ilhamento e deixar de energizar a RD em até 2 segundos após a formação da ilha.

Considerando que cerca de 80% das falhas que ocorrem em RDs aéreas são temporárias, a desconexão de todas as fontes de GDs após essas falhas pode tornar o sistema pouco confiável (VIAWAN et al., 2006). Desta forma, com a perspectiva de um aumento considerável de fontes de GD na RD, é adequado procurar soluções destinadas a evitar, ou pelo menos limitar, a desconexão automática não justificada das GDs somente para manter a segurança dos operadores ou a preservação da integridade dos aparelhos dos clientes e equipamentos da RD (GATTA et al., 2003).

Com a evolução da tecnologia e resolução das questões legais e comerciais, a atual proibição contra a operação de GDs durante o ilhamento pode sofrer alterações (DALKE et al., 2011). Para prevenir a desconexão não necessária da GD durante a perda da RD, diversos esquemas de proteção de ilhamento estão sendo desenvolvidos. Seus principais objetivos são detectar a falha e desconectar a GD do restante da rede elétrica, permitindo que operem como ilhas com alimentação adequada, mantendo ininterrupto o fornecimento de energia para determinadas cargas críticas (CHOWDHURY et al., 2008).

Além da importância em se detectar o ilhamento, é necessário que sejam investigadas soluções que viabilizem a permanência da GD em operação após a ocorrência e detecção do ilhamento, para garantir uma de suas principais vantagens que é proporcionar uma maior confiabilidade do SEP. Aspectos de concepção, operação e integração de GDs no SEP por meio do ilhamento intencional podem ser verificados em IEEE Std 1547.4 (2011). Em IEEE Std 1547.4 (2011) são discutidos os modos de operação de sistemas isolados de GD, incluindo o modo conectado com a RD, a transição do modo conectado para o modo isolado, o modo isolado e o modo de reconexão com a RD, bem como as diferentes configurações para o subsistema ilhado.

Segundo Katiraei, Iravani e Lehn (2005), a severidade dos distúrbios sentidos pelo subsistema ilhado após a ocorrência de um ilhamento é altamente dependente das condições de operação pré-ilhamento, do tipo e localização da falta que originou o processo de ilhamento, do intervalo de tempo de detecção, das ações de chaveamento previstas após o ilhamento e dos tipos de GDs presentes na ilha. Com relação às condições de operação pré-ilhamento pode-se citar o desbalanço entre as potências geradas e consumidas no instante do ilhamento, já em relação às ações de chaveamento pós-ilhamento pode-se citar a alteração dos modos de controle da GD após a ocorrência e detecção do ilhamento. Além dos fatores citados por Katiraei, Iravani e Lehn (2005), a estratégia utilizada nas malhas de controle da GD também exerce influência na severidade dos distúrbios de tensão e frequência sentidos pelo subsistema ilhado.

De modo geral, os sistemas de GD operam de maneiras distintas quando conectados e quando isolados da RD. No caso de GDs que utilizam máquinas síncronas, que será o foco deste trabalho, no modo conectado à RD operam controlando as potências ativa

e reativa, enquanto que no modo isolado da RD a frequência e a tensão. Sendo assim, após a ocorrência de um ilhamento deve haver alteração no modo de operação da GD, garantindo o funcionamento dentro dos limites permissíveis por normas vigentes (TEN; CROSSLEY, 2008).

O tempo no qual é realizada a alteração do modo de operação interfere na possibilidade da GD permanecer ou não em operação após a ocorrência do ilhamento, devido à atuação dos dispositivos de proteção presentes na instalação. Desta forma, para manter a continuidade do fornecimento de energia elétrica pela fonte de GD, a alteração dos modos de operação deve ser realizada sem que os dispositivos de proteção sejam sensibilizados. Com base neste fato, Trindade (2009) propôs a definição de tempo de restrição (T_R), o qual corresponde ao tempo máximo em que a alteração dos modos de controle pode ser realizada sem que haja a ativação das proteções do subsistema formado. Além disso, nesse trabalho foi elaborado o conceito de curvas de restrição, as quais relacionam o tempo de restrição com o desbalanço de potências no subsistema ilhado. As curvas de restrição podem auxiliar na determinação dos ajustes dos relés de proteção baseados em medições de frequência e tensão e até mesmo na definição dos equipamentos da instalação, como o tipo de turbina e do sistema de excitação (TRINDADE, 2009).

Os tempos de restrição permitem avaliar a possibilidade de permanência em operação do subsistema ilhado após a ocorrência do ilhamento. Em Lima (2013) foram analisados índices para avaliar a viabilidade de ilhamento intencional e formação de ilhas estáveis, dentre esses índices está a determinação dos tempos de restrição. Segundo esse trabalho, valores elevados de T_R são favoráveis, uma vez que na ocorrência de um ilhamento, haverá maior disponibilidade de tempo para realizar a alteração dos modos de controle.

O valor do tempo T_R depende de cada tipo de GD e do ponto de operação no momento da ocorrência do ilhamento. O conhecimento do T_R é importante para saber quão rápido as alterações nos modos de controle do sistema de GD devem ser realizadas, de modo a garantir o fornecimento contínuo da energia elétrica no subsistema ilhado (TRINDADE et al., 2010).

Do ponto de vista dos controladores das fontes de GD, espera-se que proporcionem respostas rápidas às mudanças nos valores de referência, que atenuem distúrbios de carga, que não exerçam ações de controle excessivas na presença de ruídos de medições e que o sistema seja insensível às variações do processo (ASTROM; HAGGLUND, 2006). O projeto de um sistema de controle envolve aspectos relacionados à dinâmica do processo, saturação de atuadores e características das perturbações presentes. Devido à simplicidade, diversos processos industriais utilizam controladores clássicos (CCs) em suas malhas de controle, os quais respondem bem, desde que as exigências de desempenho do controle não sejam tão elevadas (ASTROM; HAGGLUND, 2006). Dependendo da ordem do processo, da presença de um longo tempo morto ou de modos oscilatórios, para se obter desempenhos satisfatórios em geral torna-se necessário o emprego de estratégias de controle mais

complexas (ASTROM; HAGGLUND, 2006).

Uma vez que os sistemas reais possuem características não lineares, a utilização de determinados tipos de controladores influencia nas respostas de frequência e tensão desses sistemas. Porém, quando o intervalo de funcionamento do controlador é considerado pequeno ou as não linearidades do sistema são suaves, o sistema pode ser aproximado por equações diferenciais lineares (SLOTINE; LI, 1991). Portanto, um sistema de controle baseado em modelos lineares é eficiente apenas no ponto de operação da linearização e pode não responder de maneira satisfatória para todos os pontos de operação do sistema não linear (EKER; ALTAS, 2007; NEVES, 2013). Sistemas de GD constituídos por máquinas síncronas correspondem a um sistema não linear, devido às não linearidades encontradas na própria máquina, no seu sistema de excitação e nos atuadores mecânicos. Desta forma, estratégias de controle não lineares podem ser aplicadas a estes sistemas buscando melhorar o desempenho transitório do sistema de GD (COOPER; MORROW; CHAMBERS, 2009; COOPER, A.; MORROW, D.; CHAMBERS, K., 2010; NEVES, 2013).

Dentre alguns diferentes tipos de fontes primárias que utilizam máquinas síncronas em uma planta de geração, podem-se citar a hidráulica, gás e diesel. Um Grupo Motor Gerador Diesel (GMG) é composto por um motor de combustão interna e um Gerador Síncrono (GS) acoplado no mesmo eixo. Devido às não linearidades presentes em um GMG, controladores *fuzzy* (CFs) vêm sendo utilizados em diversas aplicações, visando melhorias tanto na eficiência quanto no seu desempenho dinâmico (ARNOLD; LANGLOIS; CHAFOUK, 2009; WEI; MIN; YINGQI, 2009; NEVES, 2013; REIS et al., 2013a). Em Wei, Min e Yingqi (2009) foi realizada uma comparação entre estratégias de controle para regular a velocidade de um GMG, sendo que a utilização de CFs proporcionou melhor desempenho quando comparado às outras estratégias testadas. Em Reis et al. (2013a) foram utilizados CCs e CFs do tipo PD+I em um sistema de GD formado por um GMG e analisadas as condições de operação isolada e conectada à RD. Nesse trabalho, utilizando CFs obteve-se melhores respostas transitórias e foi possível reduzir as oscilações da tensão terminal quando comparado com as respostas obtidas com os CCs.

Os GMGs vêm sendo amplamente utilizados para redução de custos de energia elétrica nos horários de ponta, (MCGOWAN; MORROW; MCARDLE, 2003; BEST et al., 2007; RAY; MOHANTY; KISHOR, 2010), e também como sistemas de *backup*, devido à sua simplicidade, larga escala de potência de geração e baixo custo envolvido na sua instalação, quando comparado com outras fontes alternativas de potências equivalentes (RASHED; EL-MITWALLY; KADDAH, 2008; COOPER, A.; MORROW, D.; CHAMBERS, K., 2010). Os GMGs também são bastante utilizados em locais remotos onde o abastecimento pela rede elétrica se torna economicamente inviável (KRISHNAMURTHY; JAHNS; LASSETER, 2008).

Em contrapartida, os GMGs possuem a desvantagem da utilização de combustível fóssil (AKASH; MAMLOOK; MOHSEN, 1999), contrariando a tendência mundial na busca da diminuição de emissão de gases causadores do efeito estufa. Porém, esta desvantagem

pode ser minimizada com a substituição do diesel pelo biodiesel, com pouca ou nenhuma modificação no equipamento (VOLPATO et al., 2009; MIRHEIDARI et al., 2010; PUSHPARAJ; VENKATESAN; RAMABALAN, 2012). Comparado com os sistemas a diesel convencionais, o biodiesel fornece energia emitindo níveis menores de poluentes. Diversos trabalhos vêm realizando análises de viabilidade econômica, redução de impactos ambientais, desempenho, torque e consumo específico para diferentes misturas de biodiesel, sendo possível obter desempenhos semelhantes à utilização do diesel (CASTELLANELLI et al., 2008; VOLPATO et al., 2009; CARVALHO; RIBEIRO, 2012). O biodiesel proporciona além das vantagens ambientais, uma maior lubrificação do motor, aumentando sua vida útil (CARVALHO; RIBEIRO, 2012). Ao associar o sistema de geração a diesel com o biodiesel, obtém-se uma alternativa interessante para GD (KENNEDY et al., 2010; BEST et al., 2011). Desta forma, o estudo com GMGs diesel é relevante uma vez que substituindo por biodiesel a análise geral não sofrerá modificações significativas.

O sistema de GD estudado neste trabalho corresponde a um GMG que pode operar de modo isolado ou conectado à uma RD e suprindo cargas locais. Esse sistema foi escolhido devido à disponibilidade de um equipamento semelhante, de menor porte, no Laboratório de Controle (LAC) e no Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento de Energia (LAFAPE), podendo gerar contribuições para futuras pesquisas práticas. Considerando que o GMG possui não linearidades intrínsecas aos seus equipamentos, será realizada uma comparação entre sua operação utilizando CCs e CFs nas malhas de controle, com o intuito de verificar a influência da estratégia de controle nos tempos de restrição após ocorrência de um ilhamento não intencional. Serão analisadas diferentes condições de operação, variando os níveis de desbalanço de potências ativa e reativa, o tipo da carga local presente no momento da ocorrência do ilhamento e o comprimento do alimentador. Neste trabalho não será empregada nenhuma técnica de detecção de ilhamento, sendo analisados somente os procedimentos iniciados após a detecção.

1.1 Objetivos

Os objetivos gerais deste trabalho são:

- Manter a operação de um GMG com carga local após a ocorrência de um ilhamento não intencional.
- Investigar a influência da estratégia de controle do GMG nos níveis de frequência e tensão do subsistema ilhado.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Realizar a alteração dos modos de controle do GMG após a ocorrência do ilhamento.

- Determinar os tempos de restrição e, a partir destes, traçar as respectivas curvas de restrição para os desbalanços de potência ativa e de potência reativa.
- Investigar a influência do desbalanço de potências, do tipo da carga local e do comprimento do alimentador nos valores dos tempos de restrição.
- Utilizar uma metodologia de ajuste para os CFs visando tornar mais justa a comparação com os CCs.
- Destacar a vantagem da utilização de CFs em relação aos CCs de acordo com os valores dos tempos de restrição para uma determinada faixa de operação.

1.2 Organização do trabalho

O presente trabalho está organizado como segue. No Capítulo 2 é realizada a descrição completa do sistema de GD utilizado neste trabalho, apresentando as características da RD, do GS, do sistema de excitação, do motor diesel, das malhas de controle e das cargas locais utilizadas. No Capítulo 3 são abordados os modos de controle de velocidade e potência ativa e de tensão e potência reativa para sistemas de GD baseados em máquinas síncronas, bem como o algoritmo de sincronismo utilizado, a necessidade da alteração dos modos de controle após a ocorrência de ilhamento e a definição de tempo de restrição. No Capítulo 4 é detalhada a metodologia utilizada para realizar a sintonia dos CCs, dos Controladores *Fuzzy* Lineares Equivalentes (CFLEs) e dos Controladores *Fuzzy* Não Lineares (CFNLs). No Capítulo 5 são apresentados os resultados e discussões gerados a partir deste trabalho, nos quais foram analisados os desbalanços de potências, o tipo da carga local conectada e o comprimento do alimentador após a ocorrência do ilhamento. No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões, algumas propostas futuras e as publicações geradas a partir deste trabalho.

Descrição do sistema de GD simulado

O sistema utilizado nas simulações consiste de um GMG que pode operar nos modos isolado ou conectado à RD. O GMG é composto por um motor diesel e um GS de pólos salientes, com potência nominal de 1112 kVA, tensão de linha igual a 480 V e frequência de operação (f) de 60Hz. O diagrama geral do GMG e suas respectivas malhas de controle de frequência, tensão terminal (V_T) e potências ativa (P) e reativa (Q) são mostrados na Figura 2.

Figura 2: Diagrama geral do sistema de GD.

Fonte: Adaptada de Reis et al. (2013b).

Na Figura 2, a chave S_1 é responsável por estabelecer a conexão com a RD através do transformador de interconexão, cuja relação de transformação de 13,8kV/0,48kV e

potência nominal de 2 MVA. No lado de baixa tensão do transformador é realizada a conexão das cargas locais através da chave S_2 . O sinal de acionamento da chave S_1 é representado por $\bar{S}_1$, o qual definirá o modo de operação do GMG (isolado ou conectado à RD) através da alteração dos modos de controle. Neste capítulo serão descritos a RD à qual o GMG está conectado, o gerador síncrono e seu sistema de excitação, o motor diesel e as cargas locais utilizadas.

2.1 Rede de distribuição

A configuração da RD utilizada nas simulações foi extraída de IEEE Std 399 (1998), com algumas modificações introduzidas por Katiraei, Iravani e Lehn (2005) para permitir a operação de microrredes autônomas, conforme ilustra a Figura 3. Esta rede é composta por três alimentadores de distribuição conectados ao alimentador principal por meio de uma linha radial de 69 kV, com capacidade de curto-circuito igual a 1000 MVA (IEEE Std 399, 1998; KATIRAEI; IRAVANI; LEHN, 2005). As impedâncias das linhas de distribuição são representadas por Z_k , com $k=1,\dots,8$, os transformadores por Tf_j , com $j=1,\dots,6$ e as cargas por L_i , com $i=1,\dots,5$. A fonte de GD analisada neste trabalho está conectada ao barramento 3.

Figura 3: Diagrama unifilar da RD, explicitando o ponto de conexão da GD.

Fonte: Adaptada de Katiraei, Iravani e Lehn (2005).

Os dados do alimentador principal, dos transformadores, das linhas de transmissão e distribuição, e das cargas presentes na RD são apresentados nas Tabelas 21, 22, 23 e 24 do Apêndice A, respectivamente.

2.2 Gerador síncrono

O gerador síncrono é a principal fonte de geração de energia elétrica dos sistemas elétricos de potência. Um dos motivos é a capacidade de troca de potência reativa com a rede de energia elétrica à qual está conectado, podendo regular os níveis de tensão e fator de potência. Além disso, também permite a utilização de diferentes fontes primárias para produção de energia elétrica, como hidráulica, fóssil e nuclear (KUNDUR, 1994). Esse tipo de gerador é constituído por enrolamentos de armadura localizados no estator, os quais estão conectados às fases da rede elétrica, e um enrolamento de campo localizado no rotor, o qual é alimentado por uma fonte de corrente contínua. O enrolamento de armadura desenvolve uma força magnetomotriz (fmm) girante, com uma velocidade proporcional à frequência de alimentação, e o enrolamento de campo uma fmm estacionária em relação ao rotor. Em condição normal de operação, o rotor e, conseqüentemente, o enrolamento de campo, giram em sincronismo com a fmm desenvolvida pelo estator com seu ângulo relativo (ângulo de carga) determinado pelo torque aplicado no eixo (JENKINS et al., 2000).

A Figura 4 apresenta o diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica de pólos salientes, com um par de pólos no rotor (KUNDUR, 1994). O eixo direto (d) está magneticamente centralizado no pólo norte e o eixo de quadratura (q) 90° elétricos à frente do eixo d. A posição do rotor em relação ao estator é medida pelo ângulo (β) entre o eixo d e o eixo da fase a.

Figura 4: Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica.

Fonte: Adaptada de Kundur (1994).

O GS utilizado neste trabalho corresponde a um modelo subtransitário de oitava ordem, com um enrolamento amortecedor no eixo d e um no eixo q. Esse modelo foi obtido

na biblioteca do *software* PSCAD[®]. Maiores detalhes sobre a modelagem do GS podem ser obtidos em Kundur (1994). Os dados do GS utilizado nas simulações são apresentados na Tabela 25 do Apêndice A.

2.3 Sistema de excitação

A função básica do sistema de excitação da máquina síncrona é fornecer a corrente contínua ao enrolamento de campo do gerador, desempenhando funções de controle e proteção, essenciais para permitir um desempenho satisfatório do sistema elétrico de potência (KUNDUR, 1994). O objetivo do controle da corrente de excitação é controlar a tensão terminal da máquina, ajustar o fator de potência para o valor desejado e manter estabilidade durante estados transitórios (KUNDUR, 1994; RUUSKANEN et al., 2009). Já como exemplo de função de proteção, o sistema de excitação permite garantir que os limites da curva de capacidade da máquina síncrona não sejam excedidos.

O valor da tensão no enrolamento de campo do GS é representada por E_{FD} . De acordo com a forma que E_{FD} é gerada, as excitatrizes são classificadas em três grupos (REPORT, 1981; KUNDUR, 1994; BOLDEA, 2006; IEEE Std 421.5, 2006):

- Excitatriz de corrente contínua: utiliza um gerador de corrente contínua como fonte de excitação e fornece corrente de campo para o GS através de anéis coletores.
- Excitatriz de corrente alternada: utiliza um gerador de corrente alternada e retificadores (estáticos ou rotativos) para fornecer a corrente de campo para o GS.
- Excitatriz estática: fornece a corrente de campo para o GS através de transformadores ou enrolamentos auxiliares e retificadores.

O diagrama de blocos típico para o sistema de excitação do gerador síncrono é mostrado na Figura 5. O sistema de excitação é composto por um regulador automático de tensão, do inglês *Automatic Voltage Regulator* (AVR), e pela excitatriz.

Figura 5: Diagrama de blocos típico para o sistema de excitação do gerador síncrono.

Fonte: Adaptada de Kundur (1994).

O AVR atua indiretamente sobre a tensão E_{FD} , a qual é fornecida ao enrolamento de campo do GS por meio da excitatriz. A variação da corrente de campo atua na tensão interna do GS (fem), exercendo o controle da tensão terminal e da potência reativa fornecida de acordo com a solicitação da carga (BOLDEA, 2006). O AVR pode apresentar entradas auxiliares que adicionam ao sistema de excitação funções de controle dos limites de subexcitação (OEL) e sobreexcitação (UEL), de estabilização, utilizadas para melhorar o amortecimento das oscilações do sistema de energia, entre outras (IEEE Std 421.5, 2006). A excitatriz é a responsável pelo fornecimento de potência controlada para o enrolamento de campo do GS.

Neste trabalho optou-se pela utilização do sistema de excitação de corrente alternada (CA) tipo *brushless* (sem escovas), devido à presença deste tipo de equipamento no GMG disponível nos laboratórios LAC e LAFAPE, podendo assim proporcionar contribuição para futuras pesquisas práticas.

Sistema de excitação CA tipo *brushless*

A configuração do sistema de excitação CA tipo *brushless* é mostrada na Figura 6. Este sistema é composto por uma excitatriz CA e um circuito retificador não controlado. A excitatriz CA pode ser considerada uma "máquina síncrona invertida", pois apresenta enrolamento de armadura girante e enrolamento de campo estacionário, ao contrário da maioria das aplicações dos geradores síncronos (ALLEN, 1975). A configuração desse sistema de excitação permite realizar a alimentação do enrolamento de campo do GS sem a utilização de anéis deslizantes e escovas, pois a armadura da excitatriz CA e o circuito retificador giram juntamente com o rotor do GS. Desta forma, não há contato elétrico entre as partes fixas e rotativas, e o fluxo de potência é transferido somente por interações magnéticas (ALLEN, 1975; KUNDUR, 1994).

Figura 6: Diagrama esquemático do sistema de excitação *brushless*.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O sistema de excitação *brushless* foi desenvolvido para máquinas de grande porte, nas quais os enrolamentos de campo podem consumir potências da ordem de megawatts

Tabela 1: Definição dos parâmetros do sistema de excitação AC1A.

Parâmetro	Descrição
V_T	Tensão terminal do GMG
V_{ref}	Tensão de referência
V_S	Tensão de estabilização do sistema de energia
V_F	Tensão de estabilização do sistema de excitação
e_v	Erro de tensão
T_A	Constante de tempo do regulador de tensão
K_A	Ganho do regulador de tensão
T_B, T_C	Constantes de tempo do compensador avanço/atraso
V_{AMAX}, V_{AMIN}	Limites anti-windup do regulador de tensão
V_{UEL}, V_{OEL}	Limites de sub e sobre-excitação da excitatriz
V_{RMAX}, V_{RMIN}	Limites da tensão do regulador
V_R	Tensão de saída do regulador de tensão
V_{FE}	Sinal de entrada do sistema de estabilização da excitatriz
T_E	Constante de tempo da excitatriz
V_E	Tensão da excitatriz
K_E	Constante da excitatriz
K_D	Fator desmagnetizante
K_F	Ganho de estabilização do sistema de excitação
V_X	Sinal referente à saturação da excitatriz
$S_E[V_E]$	Saturação da excitatriz
K_C	Fator de carregamento do retificador
I_{FD}	Corrente de campo do gerador
I_N	Corrente de carga normalizada da excitatriz
F_{EX}	Fator de regulação do retificador, dado como função de I_N
E_{FD}	Tensão aplicada ao enrolamento de campo do gerador

que acionará o atuador mecânico. O sinal *Gate* representa a referência de abertura da válvula de combustível, a qual é modificada de acordo com a necessidade de mudança de velocidade ou potência ativa. A saída do bloco do atuador mecânico corresponde ao fluxo de combustível (ϕ) que será fornecido ao motor diesel.

Figura 8: Modelo do atuador mecânico e do motor diesel.

Fonte: Adaptado de Hannett et al. (1982).

Segundo Roy, Malik e Hope (1991), para simular a dinâmica completa de um motor

diesel seria exigido um modelo de ordem relativamente elevada. Porém, para o propósito de projeto de controladores, pode-se utilizar um modelo de baixa ordem, quando o aspecto a ser considerado é o transitório de velocidade. Sendo assim, o modelo do motor diesel utilizado é representado por um atraso T_5 , conforme mostrado na Figura 8. O atraso T_5 é composto pela soma de três atrasos. O primeiro corresponde ao tempo até que o atuador injete combustível dentro dos cilindros, o segundo corresponde ao tempo necessário para que ocorra a queima do combustível para produção de torque e o terceiro o tempo até que todos os cilindros produzam torque no eixo do motor (ROY; MALIK; HOPE, 1991; BOLDEA, 2006; TORRES; LOPES, 2009). Após esse tempo de atraso T_5 , o fluxo de combustível ϕ é convertido em torque mecânico no eixo do motor (T_m). Os parâmetros do atuador mecânico e do motor diesel utilizados são apresentados na Tabela 28 do Apêndice A.

2.5 Cargas locais

A operação estável de um sistema de energia depende de sua capacidade de combinar continuamente a saída elétrica de unidades geradoras às cargas elétricas. Desta forma, as cargas exercem uma importante influência na estabilidade do sistema elétrico. Uma vez que os sistemas de potência são constituídos por uma grande quantidade e diversidade de dispositivos, e ainda, estes dispositivos podem sofrer variações em suas características de acordo com o período do dia e condições climáticas, a composição correta da carga acaba se tornando complicada, dificultando assim sua modelagem. Desta forma, a representação de cargas no estudo do sistema normalmente é realizada com certas simplificações. Os modelos de cargas são tradicionalmente classificados em dois grupos, modelos estáticos e modelos dinâmicos (KUNDUR, 1994):

- Modelos estáticos: expressam as características da carga a todo instante de tempo como função algébrica do módulo da tensão e da frequência do barramento (KUNDUR, 1994). Estes modelos podem ser expressos na forma polinomial ou exponencial, e incluir ou não o termo dependente da frequência (HATIPOGLU; FIDAN; RADMAN, 2012).
- Modelos dinâmicos: expressam as potências ativa e reativa da carga em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) em um dado instante do tempo passado ou presente. Estes modelos são normalmente representados por equações diferenciais e podem representar o comportamento da carga em regime normal (permanente) ou transitório (ROSA, 2007).

Neste trabalho foi utilizado o modelo estático exponencial para representação das cargas locais. Este modelo foi extraído da biblioteca do *software* PSCAD, e descreve as potências ativa e reativa da carga como funções das variações da tensão e da frequência

do sistema, conforme:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (1)$$

e

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} (1 + K_{qf} \Delta f). \quad (2)$$

Nas expressões (1) e (2), V representa a magnitude da tensão no barramento, o índice 0 (zero) indica os valores das respectivas variáveis na condição inicial de operação e os índices n_p e n_q representam, respectivamente, os comportamentos das potências ativa e reativa da carga de acordo com a variação da tensão (Manitoba HVDC Research Centre Inc., 2010). O fator K_{pf} expressa a influência da variação da frequência na potência ativa, K_{qf} a influência da frequência na potência reativa e Δf o desvio da frequência do sistema, dado por $f - f_0$. A Tabela 2 apresenta os tipos de cargas estáticas utilizadas nas simulações, com seus respectivos valores típicos, extraídos de Kundur (1994).

Tabela 2: Parâmetros das cargas estáticas, extraídos de Kundur (1994).

Tipo de carga	n_p	n_q	K_{pf}	K_{qf}
potência constante	0	0	0	0
corrente constante	1	1	0	0
impedância constante	2	2	0	0
motor de indução	0,07	0,5	2,5	1,2
aquecedor de água	2	0	0	0
forno a arco	2,3	1,6	-1	-1
bomba agrícola	1,4	1,4	5,0	5,0

Para o motor de indução trifásico também foi considerado um modelo dinâmico, extraído da biblioteca do PSCAD. Os dados de especificação do modelo dinâmico do motor de indução são apresentados na Tabela 29 do Apêndice A (KUNDUR, 1994).

Além das cargas citadas anteriormente, também foi utilizada uma carga ressonante RLC paralela, cujo cálculo é realizado por (IEEE Std 1547.1, 2005; AGUIAR, 2013):

$$R_L = \frac{V_{fase}^2}{P_{1\phi}}, \quad (3)$$

$$L_L = \frac{V_{fase}^2}{2\pi f P_{1\phi} Q_f} \quad (4)$$

e

$$C_L = \frac{P_{1\phi} Q_f}{2\pi f V_{fase}^2} \quad (5)$$

em que: R_L é a resistência efetiva da carga (em Ohm), L_L a indutância efetiva da carga (em Henry) e C_L a capacitância efetiva da carga (em Farad). Q_f corresponde ao fator de qualidade da carga ressonante RLC paralela, V_{fase} à tensão de fase e f à frequência do

sistema. Os valores de R_L , L_L e C_L calculados por (3), (4) e (5) correspondem a valores por fase. A potência ativa por fase ($P_{1\phi}$) é expressa em Watts.

O fator de qualidade da carga (Q_f) é expresso por (IEEE Std 1547.1, 2005):

$$Q_f = R_L \sqrt{\frac{C_L}{L_L}} \quad (6)$$

e a frequência de ressonância por (AGUIAR, 2013):

$$f_r[\text{Hz}] = \frac{1}{2\pi\sqrt{C_L L_L}}. \quad (7)$$

Os dados da carga ressonante RLC paralela utilizada nas simulações são apresentados na Tabela 30 do Apêndice A.

2.6 Considerações do capítulo

Este capítulo teve como objetivo apresentar o sistema de GD utilizado para obtenção dos resultados de simulações apresentados neste trabalho. Este sistema de GD corresponde a um GMG composto por um motor diesel acoplado a um GS, o qual pode operar de modo isolado ou conectado à RD. Foram detalhados o modelo do sistema de excitação, responsável pelo fornecimento de tensão ao enrolamento de campo do GS, bem como os modelos do atuador mecânico e do motor diesel, responsáveis pelo fornecimento da energia mecânica ao GMG. Além da fonte de GD, foram descritos os modelos das diferentes cargas locais utilizadas. Uma vez realizada a descrição do sistema de GD, o próximo passo será analisar seus diferentes modos de operação.

Operação de sistemas de GD baseados em máquina síncrona

A operação de sistemas de GD é definida em dois modos, o modo conectado à RD e o modo isolado da RD. Especificamente para sistemas de GD que utilizam máquinas síncronas, no modo de operação conectado é realizado o controle das potências ativa e reativa, uma vez que a tensão e a frequência são estabelecidas pela RD (TEN; CROSSLEY, 2008; TRINDADE et al., 2010), enquanto que no modo de operação isolado da RD, normalmente opera-se controlando a frequência e a tensão. Dependendo da capacidade e da quantidade de fontes geradoras no sistema isolado, é comum utilizar configurações de controle diferentes em cada sistema de GD, com o objetivo de manter a qualidade da energia fornecida e melhorar o desempenho de operação (KUNDUR, 1994; BOLDEA, 2006; TRINDADE, 2009; MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2010). As grandezas que serão controladas em sistemas de GD devem ser alteradas de acordo com o modo de operação no qual a fonte de GD se encontra, com a finalidade de evitar situações indesejadas, como instabilidades de tensão e frequência. Sendo assim, fica evidente que após a ocorrência do ilhamento é necessário realizar alterações nas variáveis de controle das malhas da GD. Este capítulo descreve diferentes tipos de controle de velocidade e de tensão que podem ser utilizados em sistemas de GD que utilizam máquinas síncronas, bem como os tipos que serão utilizados neste trabalho, a importância da alteração dos modos de controle após a ocorrência do ilhamento e também o tempo no qual essas alterações devem ser realizadas.

3.1 Controle de velocidade e potência ativa

As máquinas rotativas em sistemas de GD normalmente estão associadas a motores convencionais, como diesel ou gás (BARSALI et al., 2002), turbinas hidráulicas e turbinas a vapor. Essas fontes primárias atuam na potência mecânica entregue ao eixo do GS, através do regulador de velocidade. A potência mecânica produzida, seja pela turbina hidráulica,

a vapor ou por um motor diesel, promove variação na frequência da tensão terminal do GS devido ao acoplamento mecânico existente. A frequência f (em Hz) depende da velocidade de rotação (n), em rotações por minuto, e do número de pólos (p) do GS, conforme estabelecido por (KUNDUR, 1994; JENKINS et al., 2000):

$$f = \frac{np}{120}. \quad (8)$$

A variação de f está relacionada com o desequilíbrio entre o torque mecânico (T_m) produzido pela fonte primária e o torque elétrico (T_e) solicitado pela carga, o que resulta em um torque de aceleração (T_a). A relação entre estes torques é estabelecida pela equação de oscilação da máquina síncrona, a qual pode ser obtida por (KUNDUR, 1994):

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_a = T_m - T_e, \quad (9)$$

onde H corresponde a constante de inércia da máquina. Desta forma, a mudança na carga conectada aos terminais do gerador refletirá na variação do torque T_e e, conseqüentemente, em uma aceleração ou desaceleração. No modo isolado da RD, operando com controle de velocidade, toda entrada de carga resultará em uma desaceleração e toda saída de carga em uma aceleração, devido ao desequilíbrio estabelecido por (9). Já no modo conectado à RD, operando com controle de potência ativa, a variação de T_m é compensada por uma mesma variação de T_e imposta pela RD, resultando em $T_a = 0$.

Independentemente do tipo de fonte de energia primária utilizada em sistemas de GD baseados em máquinas síncronas, três possibilidades de controle podem ser utilizadas, controle de potência ativa constante, controle de velocidade constante (isócrono) e controle em estatismo (ou *droop*) (BARSALI et al., 2002; TEN; CROSSLEY, 2008):

- Controle de potência ativa constante: utilizado em instalações que operam em paralelo com a RD e que não possuem compromisso com a regulação da frequência. A quantidade de potência gerada é mantida em um valor fixo, dependendo das necessidades das cargas ou de fatores econômicos. Neste segundo caso, os sistemas de GD operam com fornecimento máximo de potência ativa durante a maior parte do tempo (BARSALI et al., 2002).
- Controle isócrono: indicado quando o sistema de GD opera desconectado da RD e supre uma carga local. Desta forma, a demanda de potência fornecida pela GD será ajustada de acordo com a solicitação da carga, mantendo a frequência constante, equivalente ao valor de referência ajustado (BARSALI et al., 2002) e tornando nulo o erro de regime permanente (KUNDUR, 1994). Quando dois ou mais geradores estão conectados ao mesmo sistema, o controle isócrono não é recomendado, uma vez que não seria permitido o compartilhamento de carga entre as unidades geradoras. Isto se deve ao fato das dinâmicas diferentes das fontes de geração, o que acabaria

gerando uma certa disputa entre seus controladores (KUNDUR, 1994; WOOD; WOLLENBERG, 1996; BOLDEA, 2006), podendo acarretar em problemas de estabilidade (ALMEIDA, 2004).

- Controle *droop*: utilizado quando duas ou mais unidades geradoras operam conectadas a um mesmo sistema, permitindo a divisão estável de carga de acordo com o ganho de estatismo definido para cada uma (KUNDUR, 1994). Este tipo de controle apresenta uma intersecção estável com a frequência fixa da RD enquanto em paralelo. À medida que a frequência do sistema varia, essa intersecção também varia, alterando o ponto de operação do gerador (DALKE et al., 2011).

Desta forma, percebe-se que existem configurações de controle mais indicadas para cada modo de operação e características do sistema de GD. Neste trabalho será utilizado controle de potência ativa constante quando o GMG opera no modo conectado à RD e controle isócrono ou velocidade constante quando opera no modo isolado da RD, evitando erro de regime permanente na frequência enquanto supre a carga local.

A Figura 9 apresenta a malha geral de controle de velocidade do GMG. Os controladores de frequência e de potência ativa são chaveados pelo sinal $\bar{S}_1$, de acordo com o modo de operação desejado, isolado ou conectado à RD. Para o modo isolado da RD, o sinal do erro de frequência (e_f) é repassado ao controlador de frequência gerando o sinal de controle *Gate*. Já no modo conectado à RD, o sinal de controle *Gate* é gerado a partir do sinal do controlador de potência ativa, de acordo com o erro e_p . Portanto, o sinal *Gate* é responsável pelo ajuste da abertura (ϕ) da válvula de combustível do motor diesel, atuando sobre o torque mecânico (T_m) entregue ao eixo do GS. Desta forma, o controle da frequência ou da quantidade de potência ativa gerada é realizado de acordo com os valores de referência f_{ref} e P_{ref} .

Figura 9: Malha geral de controle velocidade do GMG.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O cálculo da potência instantânea trifásica é dado por (PENG; LAI, 1996; SALGADO, 2005):

$$p(t) = v_a(t)i_a(t) + v_b(t)i_b(t) + v_c(t)i_c(t). \quad (10)$$

A potência ativa P fornecida pelo sistema de GD pode ser calculada por:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt. \quad (11)$$

Para realizar a conexão da GD na RD é necessário que as tensões de ambos sistemas estejam sincronizadas.

3.1.1 Sincronismo

Com o aumento significativo de GDs no sistema elétrico de potência, as técnicas de detecção de fase em malha fechada, do inglês *Phase Locked Loop* (PLL), vêm sendo amplamente utilizadas para realizar a sincronização entre fontes de GD e a rede elétrica. O conceito básico do PLL foi originalmente publicado em 1923, para realizar a recepção síncrona de sinais de rádio. Posteriormente, estas técnicas de PLL se estenderam para vários campos industriais, sendo utilizadas, por exemplo, em sistemas de comunicação e sistemas de controle de motores (GUO; WU; GU, 2011).

O finalidade do circuito de PLL é gerar a mesma fase e frequência da componente fundamental do sinal de entrada (CORBELINO, 2012). A estrutura básica do PLL é composta por um detector de fase, um filtro passa baixas e um oscilador controlado por tensão (OCT), conforme mostrado na Figura 10. A diferença entre o ângulo de fase do sinal de entrada (V_{in}) e do sinal de saída (V_{out}) é medida pelo detector de fase e esta diferença é passada por um filtro passa baixas. O sinal de saída do filtro aciona o OCT para gerar o sinal de saída V_{out} , com mesma fase e frequência que o sinal de entrada V_{in} (GUO; WU; GU, 2011; CORBELINO, 2012).

Figura 10: Estrutura básica do PLL.

Fonte: Extraída de Guo, Wu e Gu (2011).

Atualmente, existem diversos algoritmos de sincronização baseados em técnicas de PLL (GUO; WU; GU, 2011), os quais baseiam-se, principalmente, em transformações para os sistemas de coordenadas estacionárias ($\alpha, \beta, 0$ ou a, b, c) ou rotacionais (d, q). A ideia principal desses algoritmos é garantir boa resposta dinâmica, precisão em regime permanente e robustez na presença de distorções harmônicas e desbalanços na tensão da rede (MARAFÃO, 2004).

Marafão (2004) propôs um algoritmo de PLL baseado em propriedades da álgebra vetorial e ortogonalidade entre funções temporais, cujo modelo monofásico está representado na Figura 11. A ideia desse modelo é sintetizar uma senoide unitária ($u_{\perp}$) a partir

das variáveis internas do PLL (ω_{ref} e θ), a qual em regime permanente seja ortogonal à fundamental da tensão medida (v). Desta forma, considerando que a média do produto escalar entre dois vetores ortogonais é sempre nula, independentemente das suas amplitudes relativas ou formas de onda (MARAFÃO, 2004), o valor médio do produto escalar entre a senoide sintetizada $u_{\perp}$ e a tensão medida v convergirá para zero. Enquanto o PLL busca sintetizar $u_{\perp}$ para satisfazer a condição de ortogonalidade com v , o regulador proporcional integral (PI) converte o erro do produto escalar (dp_{erro}) em um sinal de correção da velocidade ($\Delta\omega$), possibilitando a identificação correta da velocidade do sinal de entrada ω_{ref} . A variável ω_0 é ajustada em $\omega_0 = 2\pi f$ para melhorar a dinâmica inicial do PLL.

Figura 11: Modelo geral do PLL monofásico.

Fonte: Extraído de Marafão (2004).

A mesma ideia utilizada para este modelo monofásico pode ser utilizada para desenvolver o modelo de PLL trifásico, porém, o modelo trifásico torna-se menos interessante do ponto de vista prático, pois requer medida das três tensões, aumentando o número de sensores necessários, e também a complexidade computacional (MARAFÃO, 2004).

Algoritmo de PLL utilizado

O método de sincronismo proposto neste trabalho se baseia na álgebra vetorial e ortogonalidade entre funções temporais, como proposto em Marafão (2004), porém com algumas alterações na malha do PLL. A ideia principal é encontrar um sinal que seja ortogonal ao sinal adotado como referência, de modo que o produto escalar entre estes sinais seja nulo.

O objetivo da utilização do PLL é realizar o sincronismo das tensões instantâneas do GMG, representadas por $v_a(t)$, $v_b(t)$ e $v_c(t)$, com as tensões da RD, representadas por $v_{ar}(t)$, $v_{br}(t)$ e $v_{cr}(t)$. A análise realizada para o sistema trifásico, considerando as tensões senoidais e equilibradas, é mostrada a seguir.

Considerando as tensões da RD expressas por:

$$v_{ar}(t) := V_m \sin(\omega t) \quad (12)$$

$$v_{br}(t) := V_m \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (13)$$

$$v_{cr}(t) := V_m \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (14)$$

e as tensões do sistema de GD por:

$$v_a(t) := V_m \sin(\omega t - \theta) \quad (15)$$

$$v_b(t) := V_m \sin\left(\omega t - \theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (16)$$

$$v_c(t) := V_m \sin\left(\omega t - \theta - \frac{4\pi}{3}\right), \quad (17)$$

onde V_m corresponde à amplitude das tensões de fase, obtêm-se o diagrama fasorial ilustrado na Figura 12.

Figura 12: Diagrama fasorial das tensões da RD e do sistema de GD.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir da Figura 12, é possível perceber que a tensão de linha V_{bc} , a qual é representada pela diferença entre os fasores $V_b - V_c$, estará atrasada 90° em relação à tensão V_a . Matematicamente, a tensão instantânea de linha $v_{bc}(t)$ pode ser calculada por:

$$v_{bc}(t) = v_b(t) - v_c(t). \quad (18)$$

Substituindo (16) e (17) em (18), tem-se:

$$v_{bc}(t) = V_m \left[\sin\left(\omega t - \theta - \frac{2\pi}{3}\right) - \sin\left(\omega t - \theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right]. \quad (19)$$

Considerando

$$\alpha := \omega t - \theta \quad (20)$$

e substituindo em (19) tem-se:

$$v_{bc}(t) = V_m \left[\sin\left(\alpha - \frac{2\pi}{3}\right) - \sin\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right) \right]. \quad (21)$$

Utilizando propriedades trigonométricas, a equação (21) pode ser reescrita por:

$$v_{bc}(t) = \sqrt{3}V_m \sin\left(\alpha - \frac{\pi}{2}\right) \quad (22)$$

Substituindo (20) em (22) tem-se:

$$v_{bc}(t) = \sqrt{3}V_m \sin\left(\omega t - \theta - \frac{\pi}{2}\right).$$

Desta forma, quando o sistema de GD estiver em sincronismo com a RD, ou seja,

$$v_a(t) = v_{ar}(t)$$

e, conseqüentemente,

$$\theta = 0,$$

as tensões $v_{ar}(t)$ e $v_{bc}(t)$ serão ortogonais

$$\begin{aligned} v_{ar}(t) &= V_m \sin(\omega t) \\ v_{bc}(t) &= \sqrt{3}V_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right). \end{aligned}$$

Portanto, as tensões $v_{ar}(t)$ e $v_{bc}(t)$ poderão ser utilizadas como entrada do PLL, seguindo a mesma linha de raciocínio proposta por Marafão (2004), porém não sendo necessária a sintetização de uma senoide unitária, uma vez que as tensões utilizadas são geradas a partir das leituras dos sensores.

O modelo proposto para o PLL é mostrado na Figura 13, cujas tensões de entrada correspondem às tensões $v_{ar}(t)$ e $v_{bc}(t)$. O princípio de funcionamento é semelhante ao proposto por Marafão (2004). Quando a média do produto escalar entre $v_{ar}(t)$ e $v_{bc}(t)$ for diferente de zero, o regulador PI produzirá a correção da velocidade ($\Delta\omega$) de modo a acelerar ou retardar o gerador. Uma vez que o sistema de GD estiver em sincronismo com a RD, a correção $\Delta\omega$ gerada pelo PI torna-se nula, fazendo com que as tensões do gerador permaneçam em fase com as tensões da RD. Neste momento pode-se realizar a conexão do sistema de GD com a RD.

Figura 13: Modelo do PLL monofásico proposto.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Um caso particular deve ser analisado. O diagrama fasorial da Figura 14 ilustra uma situação hipotética na qual as tensões do sistema de GD estão em oposição de fase em

expresso por:

$$X(\theta) = V_m \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [\sin(\omega_0 t) + \sin(\omega_{ref} t - \theta)]^2 dt}. \quad (23)$$

A chave do circuito do PLL (S_{PLL}) opera nos níveis lógicos 0 e 1, de acordo com a seguinte lógica do comparador:

- Se $X(\theta) \geq X(\theta_{ref})$, então $S_{PLL} = 1$
- Se $X(\theta) < X(\theta_{ref})$, então $S_{PLL} = 0$

O sinal $X(\theta)$ é comparado com o valor de referência $X(\theta_{ref})$, conforme mostrado na Figura 15. Este valor de referência é responsável por definir o limiar de operação do regulador PI. A Figura 16 ilustra o comportamento de $X(\theta)$ para todo intervalo de $0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, considerando o valor de referência $\theta_{ref} = 60^\circ$. Por se tratar de um valor RMS, somente este intervalo de θ foi considerado, haja visto que $X(\theta) = X(-\theta)$. Para $\theta_{ref} = 60^\circ$, tem-se um valor de referência para o comparador $X(\theta_{ref}) = X(60^\circ) = 1,2248$.

Figura 16: Comportamento de $X(\theta)$ para o intervalo de $0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, considerando $\theta_{ref} = 60^\circ$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 17 ilustra as regiões de operação do regulador PI, as quais são determinadas através da escolha do ângulo θ_{ref} .

- Se $\theta \leq \theta_{ref}$, então $S_{PLL} = 1$: o regulador PI é acionado para realizar a correção do erro de acordo com a média do produto escalar entre $v_{ar}(t)$ e $v_a(t)$.
- Se $\theta > \theta_{ref}$, então $S_{PLL} = 0$: a correção da frequência (Δf) é setada em -0,2 Hz, fazendo com que a frequência do gerador permaneça levemente abaixo da nominal até o momento em que V_a atingir a área $\theta < \theta_{ref}$, o que acionará o regulador PI.

Figura 17: Região de operação do regulador PI presente no PLL proposto.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 18 apresenta a resposta da sincronização entre as tensões do sistema de GD e da RD utilizando o algoritmo de PLL proposto, considerando $\theta_{\text{ref}}=60^\circ$ e, consequentemente, $X(\theta_{\text{ref}}) = 1,2248$. Inicialmente, somente o GMG está em operação, o que faz com que $X(\theta_{\text{ref}}) > X(\theta)$ e o estado da chave do PLL permaneça em $S_{\text{PLL}} = 0$. Desta forma, o sinal de correção da frequência é mantido constante e igual a $\Delta f = -0,2\text{Hz}$. No instante de tempo $t = 10\text{s}$ a RD é ligada, o que faz com que o valor de $X(\theta)$ aumente. No momento em que $X(\theta) \geq X(\theta_{\text{ref}})$, a chave do PLL altera seu modo para $S_{\text{PLL}} = 1$, fazendo com que o regulador PI entre em operação para realizar o sincronismo entre as tensões do GMG e as tensões da RD.

Figura 18: Sincronização entre as tensões do GMG e da RD por meio do PLL proposto.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No instante $t = 14s$ é possível observar que as tensões $v_a(t)$ e $v_{ar}(t)$ estão sincronizadas. Mesmo havendo o sincronismo entre as tensões $v_a(t)$ e $v_{ar}(t)$, deve-se verificar também se a diferença entre seus valores eficazes (ΔV) esteja dentro dos limites estabelecidos na IEEE Std 1547.2 (2009), evitando transitórios de conexão indesejáveis. A Tabela 3 apresenta os limites de ΔV permitidos no momento da sincronização da GD com a RD, conforme a classe de potência da GD.

Tabela 3: Limites permitidos da diferença entre as tensões para sincronização da GD com a RD, conforme IEEE Std 1547.2 (2009)

Potência agregada das GDs [kVA]	ΔV [%]
0 - 500	10
>500 - 1000	5
>1000 - 10000	3

A correção das magnitudes das tensões $v_a(t)$ e $v_{ar}(t)$ pode ser realizada adicionando a malha para correção mostrada na Figura 19. A partir do erro entre os valores eficazes das tensões a serem sincronizadas (e_{vsinc}) é gerado o sinal de correção das magnitudes de tensão (ΔV_{sinc}) pelo regulador PI. O sinal ΔV_{sinc} é utilizado como entrada do controlador de tensão fazendo com que haja variação do valor de referência da tensão de acordo com o erro e_{vsinc} . Desta forma, quando houver diferença entre as magnitudes das tensões $v_a(t)$ e de $v_{ar}(t)$, ocorrerá variação do valor de referência da malha do controlador de tensão e conseqüentemente variação na corrente de excitação do gerador de modo a tornar as tensões iguais.

Figura 19: Malha para correção das magnitudes das tensões da GD com as tensões da RD.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Neste trabalho, a malha para correção das magnitudes das tensões não foi utilizada tendo em vista que as tensões da RD foram mantidas constantes em 1pu.

3.2 Controle de tensão e potência reativa

O sistema de excitação de uma máquina síncrona é responsável pelo controle da tensão aplicada ao enrolamento de campo do gerador e, conseqüentemente, da tensão terminal V_T e do fator de potência (fp) ou potência reativa fornecida (Q). Quando sobre-excitados, os geradores síncronos fornecem potência reativa e, quando subexcitados, absorvem potência reativa. A capacidade de fornecer ou absorver potência reativa continuamente é limitada por três considerações: limite da corrente de campo, limite da corrente de armadura e limite de aquecimento das regiões finais dos enrolamentos, conforme pode ser observado na Figura 20. A região delimitada por esses três fatores estabelece a região de operação permitida para a máquina síncrona e é denominada curva de capacidade (KUNDUR, 1994).

Figura 20: Curva de capacidade do gerador síncrono.

Fonte: Adaptada de Kundur (1994).

Quando os órgãos responsáveis pelo despacho de potência reativa solicitam quantidades de Volt-Ampere Reativo (VAR) de unidades geradoras despachadas, a principal finalidade é realizar o controle do perfil da tensão do sistema da maneira desejada (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999). A solicitação dos VARs é apenas um meio conveniente de realizar tal função, afinal, o importante é manter a tensão do sistema dentro dos níveis permitidos para operação, e não a quantidade de potência reativa que cada unidade irá fornecer (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999). Ainda, segundo Hurley, Bize e Mummert (1999) e IEEE Std 421.5 (2006), três estratégias de controle são comumente utilizadas para o sistema de excitação:

- Regulador de tensão: controla a tensão terminal do gerador para o valor estabelecido

como referência. Quando a tensão terminal diminui, este regulador responde com um incremento na corrente de excitação de modo a manter a tensão terminal do gerador no nível de referência pré-estabelecido (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999). Esse tipo de controle pode ser utilizado quando o gerador estiver conectado ou isolado da RD, porém, quando conectado poderá causar sobre ou subexcitação do gerador de acordo com as oscilações da tensão da rede, uma vez que o regulador atuará constantemente para manter a tensão no valor de referência (EBERLY; SCHAEFER, 2002; MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2010). Devido a isto, esses reguladores apresentam limitadores de sub e sobre-excitação para prevenir que os limites térmicos do gerador sejam atingidos (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999).

- Regulador VAR/fp: controla a potência reativa fornecida ou fator de potência do gerador de acordo com o valor ajustado como referência. Durante eventos transitórios, tais como falta ou outro distúrbio de tensão, esse tipo de regulador normalmente não fornece aumento na corrente de excitação em resposta à redução da tensão. Esses tipos de reguladores são frequentemente utilizados no controle da excitação de motores síncronos (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999).
- Controlador VAR/fp: possui duas malhas de controle, uma malha interna responsável pelo controle de tensão e uma malha externa, mais lenta, a qual é responsável pelo controle da potência reativa gerada (ou fator de potência) para os valores ajustados como referência (IEEE Std 421.5, 2006). Dessa forma, estes controladores contribuem na estabilidade transitória de tensão e regulam a quantidade de VARs fornecida em um período de tempo mais lento (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1999; EBERLY; SCHAEFER, 2002).

Além desses três tipos de controladores para tensão e potência reativa mencionados em Hurley, Bize e Mummert (1999), o controle *droop*, mencionado para o controle de frequência e potência ativa, também pode ser aplicado ao controle de tensão e potência reativa. Desta forma, é possível realizar o compartilhamento de potência reativa entre duas ou mais fontes de GD.

Assim como no controle de velocidade e potência ativa, percebe-se que, dependendo do modo de operação no qual o sistema de GD se encontra, determinado tipo de controle de tensão e potência reativa é mais indicado. Neste trabalho optou-se por utilizar o controlador VAR/fp quando conectado à RD, visto que este tipo de controle fornece o suporte transitório à tensão e também permite realizar o controle da potência reativa em regime permanente para o valor de referência. Já no modo isolado da RD, optou-se pelo uso do regulador de tensão, uma vez que essa configuração de controle permite manter a tensão constante de acordo com o valor de referência, enquanto fornece energia para a carga local.

A malha de controle da tensão terminal V_T e da potência reativa gerada Q é mostrada na Figura 21. Os controladores de tensão e de potência reativa são chaveados de acordo com o sinal $\bar{S}_1$, alterando entre os modos isolado ou conectado à RD. Quando o sistema de GD opera no modo isolado, o sinal $\bar{S}_1$ zera a atuação do controlador de potência reativa, fazendo $V_{VAr} = 0$, e o erro do controlador de tensão e_v é dado pela diferença entre as tensões V_{ref} e V_T . Já no modo conectado, o estado do sinal $\bar{S}_1$ é alterado para o controlador de potência reativa e o erro e_v passa a ser composto pela parcela de controle $V_{VAr} = u_q$. Esta parcela u_q é responsável pela correção da potência reativa Q , de acordo com o valor de referência Q_{ref} . O sinal do controlador de tensão u_v é repassado à excitatriz, a qual fará o controle de V_T por meio da tensão aplicada ao enrolamento de campo E_{FD} .

Figura 21: Malha de controle de tensão.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O controlador de potência reativa utilizado é apresentado na Figura 22 e referenciado na literatura como VAR tipo II (IEEE Std 421.5, 2006). Esse controlador atua como um ponto de soma (IEEE Std 421.5, 2006), uma vez que o sinal u_q é utilizado como entrada para o controlador de tensão. O controlador VAR tipo II é implementado de modo que sua resposta u_q seja mais lenta em relação à resposta do controlador de tensão, permitindo assim que o controle proporcione sensibilidade às variações transitórias de tensão e também correção do valor de potência reativa de acordo com Q_{ref} .

Figura 22: Controlador de potência reativa VAR tipo II.

Fonte: Extraída de IEEE Std 421.5 (2006).

Caso os limites de sub ou sobre-excitação sejam atingidos, a chave abc , referente aos

limites de excitação, é alterada da posição *ac* para a posição *bc*, removendo a ação integral do controlador.

O cálculo da potência imaginária pode ser realizado por (SALGADO, 2005):

$$q(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} [v_{ab}(t)i_c(t) + v_{bc}(t)i_a(t) + v_{ca}(t)i_b(t)]. \quad (24)$$

Considerando as tensões e as correntes senoidais e equilibradas, a potência reativa trifásica pode ser calculada por

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T q(t) dt. \quad (25)$$

3.3 Alteração dos modos de controle

A partir das descrições e aplicações dos controladores de velocidade e de tensão descritos nas seções anteriores, conclui-se que existem configurações de controle mais adequadas para cada modo de operação do sistema de GD. Desta forma, é possível perceber que após a ocorrência de um ilhamento, deverão ser realizadas alterações nos modos de controle de velocidade e do sistema de excitação. Essas alterações são fundamentais para garantir a estabilidade do subsistema formado, uma vez que é praticamente impossível manter equilíbrio entre as potências geradas e consumidas após o ilhamento.

Para ilustrar a necessidade da alteração dos modos de controle, será considerado o diagrama apresentado na Figura 2 com a GD operando da seguinte forma: O sistema de GD opera conectado à RD (chave S_1 fechada), gerando quantidades fixas de potências ativa e reativa, e suprindo uma carga local do tipo impedância constante (chave S_2 fechada). No momento em que ocorre o ilhamento, o subsistema ilhado apresenta desbalanço de potência ativa $\Delta P=0,1\text{pu}$ e desbalanço de potência reativa $\Delta Q=0,1\text{pu}$. O desbalanço de potência corresponde à diferença entre a potência gerada e a potência consumida no subsistema ilhado. Assim, tem-se $\Delta P = P - P_C$ e $\Delta Q = Q - Q_C$, onde P e Q correspondem às potências ativa e reativa geradas pela GD, e P_C e Q_C às potências ativa e reativa consumidas no subsistema ilhado, respectivamente. Desta forma, serão analisados dois casos:

- Sem chaveamento: o sistema de GD opera com controle de potências ativa e reativa (controle PQ) antes e após o ilhamento, ou seja, não há chaveamento nos modos de controle do GMG após a ocorrência do ilhamento.
- Com chaveamento: o sistema de GD opera com controle PQ enquanto conectado à RD e, após o ilhamento, o modo de controle é chaveado para controle de frequência e tensão (controle fV).

A Figura 23 ilustra o comportamento da frequência e da tensão após a ocorrência do ilhamento, de acordo com os desbalanços $\Delta P=0,1\text{pu}$ e $\Delta Q=0,1\text{pu}$ para os casos sem chaveamento e com chaveamento dos modos de controle. Para o caso sem chaveamento, a

frequência aumenta após o ilhamento devido ao desbalanço ΔP originado pelo desequilíbrio entre as potências P e P_C . As potências P_C e Q_C aumentam após a ocorrência do ilhamento devido ao aumento da tensão, uma vez que a carga utilizada é do tipo impedância constante. Para o caso com chaveamento, após a alteração dos modos de controle, os valores das potências P_C e Q_C retornam para os valores estabelecidos no momento anterior ao ilhamento, uma vez que a tensão retorna para o valor de referência $V_T = V_{ref}=1pu$.

Figura 23: Comportamento da fonte de GD após o ilhamento para os casos sem chaveamento e com chaveamento dos modos de controle.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

É possível perceber que a não alteração dos modos de controle após o ilhamento (caso sem chaveamento) provoca problemas de instabilidade de frequência e tensão, o que certamente sensibilizaria os dispositivos de proteção, interrompendo a operação do sistema de GD. Esta instabilidade ocorre devido ao desequilíbrio de potências geradas e consumidas no subsistema ilhado. Desta forma, para evitar a interrupção do fornecimento de energia pelo sistema de GD, a alteração dos modos de controle deve ser realizada dentro de um intervalo de tempo que evite atuação dos sistemas de proteção existentes. Para determinar o tempo máximo para alteração dos modos de controle, Trindade (2009) propôs o conceito do tempo de restrição T_R .

3.3.1 Tempo de restrição

O tempo de restrição T_R corresponde ao tempo máximo admissível para a alteração dos modos de controle do regulador de velocidade e do sistema de excitação da fonte de GD após a ocorrência do ilhamento, sem que haja atuação dos dispositivos de proteção do subsistema ilhado (TRINDADE, 2009). Segundo Trindade (2009), além da velocidade

necessária para a alteração dos modos de controle, o T_R pode auxiliar na escolha do tipo da turbina e do sistema de excitação a serem utilizados em uma determinada instalação industrial ou nos ajustes dos relés do sistema de proteção dos geradores e das cargas. A ideia é que T_R seja suficientemente grande para que a decisão da alteração dos modos de controle não resulte em uma falsa detecção de ilhamento. Porém, ao mesmo tempo, a alteração dos modos de controle deve ser rápida o suficiente para evitar a atuação dos dispositivos de proteção de frequência e tensão presentes na instalação (TRINDADE, 2009; LIMA, 2013). Desta forma, um dos principais fatores que impõem o limite máximo de tempo para alteração dos modos de controle corresponde à atuação das proteções presentes no sistema de GD (TRINDADE et al., 2010).

A norma IEEE Std 1547.2 (2009), a qual caracteriza as várias formas de tecnologias de recursos distribuídos e os problemas associados à interconexão com a rede elétrica, estabelece os limites para tensão e frequência sob condições anormais de operação, conforme mostrado nas Tabelas 4 e 5. Desta forma, neste trabalho os tempos de restrição T_R serão determinados de acordo com a violação de alguma das condições estabelecidas nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4: Ajuste dos relés de tensão para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009)

Condição	Tensão terminal [pu]	Tempo de atuação [s]
1	$V_T < 0,50$	0,16
2	$0,50 \leq V_T < 0,88$	2,00
3	$1,10 < V_T < 1,20$	1,00
4	$V_T \geq 1,20$	0,16

Tabela 5: Ajustes dos relés de frequência para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009)

Condição	Frequência [Hz]	Tempo de atuação [s]
1	$>60,5$	0,16
2	$<[59,8 \text{ a } 57,0]$	Ajustável 0,16 a 300
3	$<57,0$	0,16

3.4 Considerações do capítulo

A partir deste capítulo fica claro que, após a ocorrência do ilhamento, é necessário realizar alterações nos modos de controle dos sistemas de GD para manter a operação

estável do subsistema ilhado, uma vez que é praticamente impossível estabelecer equilíbrio entre as potências geradas e consumidas após a perda da RD.

Para manter o fornecimento contínuo da energia elétrica no subsistema ilhado, a alteração dos modos de controle deve ser realizada antes que as proteções do sistema atuem. Desta forma percebe-se a importância da determinação dos tempos de restrição para o sistema de GD, os quais podem ser úteis no ajuste dos dispositivos de proteção, de modo a manter o fornecimento contínuo de energia na instalação após a ocorrência de um ilhamento. Percebe-se também que quanto maior for o tempo de restrição, maior será a janela de tempo em que se pode realizar a alteração dos modos de controle. Assim, estratégias de controle que proporcionem maiores tempos máximos de chaveamento dos modos de operação são atrativas na formação de ilhas estáveis.

A seguir serão apresentadas a estratégia de controle linear utilizando CCs e a estratégia de controle não linear utilizando CFs, bem como a metodologia adotada para realizar o ajuste dos controladores.

Estratégias de controle para o GMG

Os CCs são amplamente utilizados devido à simplicidade, desempenho satisfatório na maioria dos processos industriais e eficácia da ação integral na redução do erro de regime permanente para sistemas lineares ou não. Mais recentemente, a versão não linear dos CCs tem sido explorada com o uso de lógica *fuzzy*. Uma vez que os sistemas reais possuem características não lineares, a determinação da estratégia de controle utilizada influenciará no seu desempenho. Os sistemas de geração a diesel possuem características não lineares devido, principalmente, à presença de atuadores mecânicos e efeitos de saturação da máquina síncrona. Portanto, a utilização de estratégias de controle não lineares pode acarretar em melhores desempenhos transitórios. Neste trabalho será utilizada uma metodologia de ajuste dos controladores de modo a realizar uma comparação mais justa possível entre as diferentes estratégias de controle. Primeiramente serão ajustados os CCs, por sintonia manual, com o objetivo de obter configurações de referência para cada malha de controle. Em seguida, serão ajustados os CFLEs de modo a obter as mesmas respostas encontradas com a utilização dos CCs. Finalmente, serão mantidos os ganhos encontrados nos CFLEs e modificadas as funções de pertinência do sistema *fuzzy*, inserindo não linearidades ao controle e buscando melhores respostas em relação às obtidas utilizando CCs. Este capítulo tem como objetivo descrever o modo como foram sintonizados os ganhos de todas malhas de controle do GMG.

4.1 Controladores clássicos

A topologia do CC é mostrada na Figura 24. Os ganhos K_p , K_i e K_d correspondem aos ganhos proporcional, integral e derivativo, respectivamente. No ramo derivativo é inserido um filtro passa baixas para atenuar componentes de alta frequência no sinal de controle (U_c). O filtro é configurado de acordo com a posição do pólo, adicionado em $-N$. Segundo Jantzen (2007), valores práticos típicos para N são $8 \leq N \leq 20$. Quanto menor for o valor de N , mais lenta se torna a resposta do controlador, porém, quanto maior for o valor de N , mais ruídos são presenciados no sinal de controle. Para os casos simulados

foi utilizado $N=20$ em todas as malhas de controle.

Figura 24: Topologia do CC com filtro no ramo derivativo.

Fonte: Adaptada de Astrom e Hagglund (2006).

4.1.1 Sintonia

A sintonia dos CC foi realizada por meio de diversas simulações, nas quais eram feitas alterações nos valores dos ganhos K_p , K_i e K_d de todas as malhas de controle. Para cada ajuste foram analisadas as respostas transitórias perante testes de entrada e saída de carga, transferência de potência para a RD e degraus nos valores de referência das malhas de controle. Primeiramente foram ajustados os ganhos dos CC das malhas de controle de frequência f e tensão terminal V_T e, posteriormente, das malhas de controle de potências ativa P e reativa Q . Estas simulações foram realizadas com o intuito de determinar a configuração com melhor resposta dentre as simuladas.

O método empregado para ajuste dos ganhos das malhas de controle foi o de sintonia manual, o qual é baseado nas regras gerais mostradas na Tabela 6 (JANTZEN, 2007).

Tabela 6: Regras gerais para ajuste de controladores PID

Ação	Tempo de subida	Sobressinal	Estabilidade
Aumento de K_p	Diminui	Aumenta	Diminui
Aumento de K_d	Aumenta	Diminui	Aumenta
Aumento de K_i	Diminui	Aumenta	Diminui

Este método consiste na realização dos seguintes procedimentos:

- 1º) Remover os termos de ação integral e derivativa ajustando K_i e K_d iguais a zero.
- 2º) Ajustar K_p de modo a obter a resposta desejada, ignorando o sobressinal causado em relação ao valor de referência.
- 3º) Aumentar o termo K_p e ajustar K_d para reduzir o sobressinal existente.

4º) Ajustar K_i para eliminar o erro de regime permanente, caso exista.

5º) Repetir o passo 3 até que K_p assumo o maior valor possível, dentro da resposta desejada.

Por meio destes procedimentos, serão realizados diferentes ajustes para os CCs de frequência, de tensão, de potência ativa e de potência reativa e comparadas as respostas transitórias obtidas.

Ajustes do CC de frequência

As simulações para determinação dos parâmetros do CC de frequência foram realizadas com o GMG operando em regime permanente e no modo isolado da RD. Nos instantes $t=10s$ e $t=15s$ são aplicados degraus de $0,1pu$ no valor de referência de frequência e em $t=20s$ ocorre uma entrada de carga. O valor de referência da tensão foi mantido igual a $V_{ref}=1pu$ durante todos os eventos. A carga utilizada para esse ajuste de frequência, bem como para os demais ajustes de tensão, potência ativa e potência reativa, possui potência nominal de 1 MVA e fator de potência $0,9$ indutivo.

A Tabela 7 apresenta alguns dos ajustes realizados para os CCs de frequência. Percebe-se que mesmo sem a ação integral (ajustes f3 e f4) o erro e_f em regime permanente retorna a zero. Isso ocorre devido à presença do integrador no modelo do atuador mecânico do motor diesel, conforme apresentado na Figura 8.

Tabela 7: Ajustes para os CCs de frequência.

Ajuste	Ganhos		
	K_p	K_i	K_d
f1	20	0,2	0,2
f2	25	0,4	0,6
f3	50	-	0,8
f4	33,5	-	0,8

As respostas transitórias da frequência f , do sinal de controle do controlador de frequência (u_f) e do erro de frequência (e_f) para cada ajuste indicado na Tabela 7 são mostradas na Figura 25. Levando em consideração o sobressinal, tempo de acomodação e tempo de resposta dos ajustes testados, o ajuste f4 foi adotado como referência para o CC de frequência.

Ajustes do CC de tensão

As simulações para determinação dos ajustes do CC de tensão foram realizadas com o GMG operando em regime permanente e no modo isolado da RD. Nos instantes $t=10s$ e $t=15s$ são aplicados degraus de $0,1pu$ no valor de referência da tensão e em $t=20s$ ocorre a

Figura 25: Respostas transitórias para os ajustes do CC de frequência definidos na Tabela 7.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

entrada da carga. O valor de referência da frequência foi mantido em $f_{ref}=1\text{pu}$ para todos os eventos. A Tabela 8 apresenta alguns dos ajustes realizados para o CC de tensão.

Tabela 8: Ajustes para os CCs de tensão.

Ajuste	Ganhos		
	K_p	K_i	K_d
v1	50	20	2
v2	150	50	10
v3	300	150	10
v4	400	300	15

As respostas transitórias da tensão terminal V_T , do sinal de controle do controlador de tensão (u_v) e do erro de tensão (e_v), de acordo com os ajustes estabelecidos na Tabela 8, são mostradas na Figura 26. A partir das respostas obtidas na Figura 26, o ajuste v4 foi adotado como referência para o CC de tensão.

Ajustes do CC de potência ativa

As simulações para determinação do CC de potência ativa foram realizadas com o GMG operando inicialmente no modo isolado, até que em $t=5\text{s}$ é realizada a conexão com a RD. No instante $t=8\text{s}$ é iniciado o processo de transferência em rampa, com taxa de

Figura 26: Respostas transitórias para os ajustes do CC de tensão definidos na Tabela 8.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

0,5pu/s, de potência ativa para a RD até a geração atingir $P=0,8\text{pu}$. Nos instantes $t=15\text{s}$ e $t=20\text{s}$ são aplicados degraus de 0,2pu no valor de referência da potência ativa. Para todos os eventos a referência de potência reativa foi mantida em $Q_{\text{ref}}=0\text{pu}$. A Tabela 9 apresenta alguns dos ajustes testados para os CC de potência ativa.

Tabela 9: Ajustes para os CCs de potência ativa.

Ajuste	Ganhos		
	K_p	K_i	K_d
p1	0,3	30	0,02
p2	0,1	10	-
p3	0,2	5	0,01
p4	0,2	22	0,01

A Figura 27 apresenta as respostas transitórias da potência ativa gerada P , do sinal de controle do controlador de potência ativa (u_p) e do erro de potência ativa (e_p) para os ajustes mostrados na Tabela 9. De acordo com as respostas obtidas, o ajuste p4 foi adotado como referência para o CC de potência ativa.

Ajustes do CC de potência reativa

As simulações para determinação do CC de potência reativa foram realizadas com o GMG operando inicialmente no modo isolado, até que em $t=5\text{s}$ é realizada a conexão

Figura 27: Respostas transitórias para os ajustes do CC de potência ativa definidos na Tabela 9.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

com a RD. No instante $t=8$ s é iniciado o processo de transferência em rampa de potência reativa para a RD até a geração atingir $Q=0,5$ pu. Nos instantes $t=15$ s e $t=20$ s são aplicados degraus de 0,1pu no valor de referência da potência reativa. Para todos os eventos a referência de potência ativa foi mantida em $P_{ref}=0$ pu. A Tabela 10 apresenta alguns dos ajustes testados para os CC de potência reativa.

Tabela 10: Ajustes para o CC de potência reativa

Ajustes	Ganhos		
	K_p	K_i	K_d
q1	0,5	2	-
q2	0,2	1	-
q3	1	5	-
q4	0,8	3	-

A Figura 28 apresenta as respostas transitórias da potência reativa do gerador Q , do sinal de controle do controlador de potência reativa (u_q) e do erro de potência reativa (e_q) para os ajustes estabelecidos na Tabela 10. Por meio destas simulações, o ajuste q4 foi escolhido referência do CC de potências reativa.

Figura 28: Respostas transitórias para os ajustes do CC de potência reativa definidos na Tabela 10.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.2 Controladores *fuzzy*

A lógica *fuzzy* se baseia em regras verbais ou linguísticas do tipo: "se *premissa*, então *conclusão*", as quais se diferenciam das técnicas tradicionais do tipo discreta (sim ou não). Os CFs podem ser uma boa opção em casos de sistemas de ordem elevada, que apresentam longo tempo morto ou sistemas com modos oscilatórios (SHAW; SIMões, 1999; JANTZEN, 2007).

Um sistema *fuzzy* é construído de acordo com o diagrama de blocos da Figura 29. Na etapa de fuzzificação é realizada uma busca nas funções de pertinência das entradas de modo a se determinar o grau de pertinência de cada uma (JANTZEN, 2007). As funções de pertinência utilizadas em sistemas *fuzzy* podem assumir diversas formas, como triangulares, gaussianas, sino, entre outras. A cada função de pertinência é atribuída uma nomenclatura para serem reconhecidas pelo sistema *fuzzy* no momento da criação das regras, denominadas de variáveis linguísticas (JANTZEN, 2007; NEVES, 2013). A partir das funções de pertinência das entradas e das saídas é gerada a base de regras que relacionam as premissas e geram as conclusões. A etapa de inferência é responsável por ativar a regra de saída de acordo com o tipo de agregação utilizada (E,OU) entre as entradas. O número de regras de inferência de um sistema *fuzzy* é dado por m^k , onde m corresponde ao número de funções de pertinência de cada entrada e k o número de entradas do sistema *fuzzy*.

A última etapa, chamada defuzzificação, é responsável por converter o conjunto *fuzzy*

Figura 29: Etapas de construção de um sistema *fuzzy* (JANTZEN, 2007).

Fonte: Adaptado de Jantzen (2007).

em um número único (também chamado de valor *crisp*), o qual irá formar o sinal de controle para a planta (JANTZEN, 2007). A defuzzificação pode ser realizada por meio de métodos como média de máximos, primeiro máximo ou centro de área (JANTZEN, 2007; NEVES, 2013). O método de defuzzificação por centro de área (CDA) é o mais utilizado na literatura (GUNES; DOGRU, 2010), pois leva em consideração todas as contribuições da agregação, mesmo que sejam mínimas. Segundo Jantzen (2007), o método do centro de área CDA para o caso discreto pode ser calculado por:

$$u' = \text{CDA} = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_A(U_i)U_i}{\sum_{i=1}^n \mu_A(U_i)}, \quad (26)$$

onde n representa o número de pontos de discretização do universo de discurso da saída, $\mu_A(U_i)$ é a área de uma função de pertinência modificada pelo resultado da inferência *fuzzy*, U_i a posição do centróide da função de pertinência individual e u' o sinal de saída do sistema *fuzzy* (SHAW; SIMÕES, 1999).

A partir das regras de inferência é possível traçar uma superfície que percorre todo o universo de discurso das entradas e das saídas. Esta superfície auxilia a visualização das atitudes do controlador de acordo com as variações das entradas.

A principal característica dos CFs é a capacidade de realizar um controle do tipo não linear, diferentemente dos CCs que são lineares. Estas não linearidades podem ser obtidas de acordo com a escolha das funções de pertinência, das regras e dos métodos de inferência e defuzzificação (JANTZEN, 2007). Quanto maior o número de funções de pertinência, maior será a precisão, porém aumenta-se o esforço computacional exigido (SHAW; SIMÕES, 1999).

A topologia do CF utilizado neste trabalho é mostrada na Figura 30. Esta estrutura é conhecida na literatura como *fuzzy* PD+I e atua nas três entradas, erro proporcional, integral e derivativo (JANTZEN, 2007). Os ganhos GE, GIE e GCE correspondem aos ganhos proporcional, integral e derivativo do controlador *fuzzy*, respectivamente. O ganho de saída do sistema *fuzzy* é representado por GU. Assim como no caso dos CC, um filtro

sintonizado em $N=20$ é inserido no ramo derivativo para atenuar componentes de alta frequência no sinal de controle U_f .

Figura 30: Estrutura geral do controlador *fuzzy* PD+I com filtro no ramo derivativo.

Fonte: Adaptado de Jantzen (2007).

4.2.1 Controladores *fuzzy* lineares

Após a escolha das configurações de referência de todas as malhas dos CCs, foram ajustados os ganhos dos CFLEs, de maneira a obter respostas equivalentes às obtidas com os CCs. O sistema *fuzzy* proposto foi construído por meio do *toolbox* do software MATLAB e é composto por duas entradas e uma saída, conforme mostrado na Figura 31.

Figura 31: Entradas e saída do sistema *fuzzy*.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir da superfície *fuzzy* obtida pelo MATLAB é gerada uma tabela com três vetores, o erro proporcional (eP), o erro derivativo (eD) e o sinal de controle u' , referentes às entradas e à saída do sistema *fuzzy*, respectivamente. As combinações dessa tabela são acessadas de acordo com os valores das entradas eP e eD , produzindo a saída de controle u' .

Projeto do sistema *fuzzy* linear

Apesar do sistema *fuzzy* ter como característica fundamental permitir que não linearidades possam ser atribuídas ao controle de um determinado processo, também é possível

desenvolvê-lo de maneira linear, com resposta equivalente a um CC, bastando para isto seguir alguns critérios no momento do seu desenvolvimento. O sistema *fuzzy* com superfície de controle linear foi realizado com base nas seguintes escolhas, conforme Jantzen (2007):

- 1) Funções de pertinência triangulares para as entradas, igualmente espaçadas e que se cruzam nos pontos onde a pertinência $\mu = 0, 5$.
- 2) Base de regras contendo todas as combinações possíveis das entradas.
- 3) Uso de multiplicação para o conectivo E .
- 4) Funções de pertinência da saída do tipo *singletons*, posicionadas nos picos das funções de pertinência das entradas e nos pontos onde a pertinência das entradas corresponde à $\mu = 0, 5$.
- 5) Acumulação por soma.
- 6) Método de defuzzificação por centro de área.

Seguindo estes passos, a saída do CF, que era representada por uma função dos erros eP e eD, por meio de

$$u' = f(eP, eD), \quad (27)$$

passa a corresponder à um somatório do tipo:

$$u' = k(eP + eD), \quad (28)$$

em que k corresponde a uma constante que varia de acordo com o universo de discurso escolhido para as entradas e saídas (JANTZEN, 2007), conforme será mostrado adiante.

Segundo Shaw e Simões (1999), experiências relataram que o aumento do número de funções de pertinência, de cinco para sete, acarretou um aumento na precisão em torno de 15%, sendo que para números maiores de funções de pertinência o aumento na precisão não se tornou tão significativo. Portanto, neste trabalho optou-se por utilizar sete funções de pertinência triangulares em cada uma das entradas eP e eD, e treze funções de pertinência do tipo *singletons* para a saída u' , conforme mostrado na Figura 32. As variáveis linguísticas escolhidas para o sistema *fuzzy* e seus correspondentes significados estão representadas na Tabela 11.

Os limites máximo e mínimo da excursão horizontal do sistema *fuzzy*, denominado universo de discurso, foi normalizado entre $[-1,1]$ para que o mesmo sistema *fuzzy* pudesse ser aplicado em qualquer controlador, sendo diferenciados apenas pelos ganhos de entrada e saída das malhas de controle (NEVES, 2013).

Como o sistema proposto possui duas entradas e sete funções de pertinência para cada entrada, foram criadas um total de quarenta e nove regras, conforme apresentado na Tabela 12. A regra de inferência destacada corresponde à seguinte expressão literal: "Se o erro proporcional (eP) é negativo médio (NM) e o erro derivativo (eD) é positivo

Figura 32: Funções de pertinência (a) das entradas eP e eD e (b) da saída u' do sistema fuzzy linear.

(a)

(b)

Fonte: Gerada pelo *toolbox fuzzy* do MATLAB.

pequeno (PP), então a saída do controlador (u') é negativa bastante grande (NBG)". O mesmo raciocínio é utilizado para as demais regras.

Na Tabela 12, nota-se que há uma simetria da diagonal secundária com relação às variáveis linguísticas de saída. Esta simetria também é necessária para obtenção da característica linear da superfície de controle. Para gerar esta superfície plana através do *toolbox fuzzy* do MATLAB, é necessário aumentar o número de pontos de plotagem do gráfico, destacado em vermelho na Figura 33. A configuração padrão do MATLAB é de 101 pontos, neste caso o número de pontos de plotagem da superfície foi aumentado para 200 pontos.

Ajuste dos ganhos dos controladores fuzzy lineares

De fato, é difícil realizar uma comparação justa entre controladores, principalmente, devido à quantidade de variáveis que podem ser ajustadas em cada um. Por exemplo, nos CCs o ajuste pode ser feito por meio da modificação dos ganhos K_p , K_i e K_d . Já nos

Tabela 11: Variáveis linguísticas adotadas para o sistema *fuzzy*.

Variável linguística	Significado
NBG	"negativo bastante grande"
NG	"negativo grande"
NMG	"negativo médio grande"
NM	"negativo médio"
NP	"negativo pequeno"
NBP	"negativo bastante pequeno"
Z	"zero"
PBP	"positivo bastante pequeno"
PP	"positivo pequeno"
PM	"positivo médio"
PMG	"positivo médio grande"
PG	"positivo grande"
PBG	"positivo bastante grande"

Tabela 12: Regras de inferência do sistema *fuzzy* linear

		eD						
		NG	NM	NP	Z	PP	PM	PG
eP	NG	NBG	NG	NMG	NM	NP	NBP	Z
	NM	NG	NMG	NM	NP	NBP	Z	PBP
	NP	NMG	NM	NP	NBP	Z	PBP	PP
	Z	NM	NP	NBP	Z	PBP	PP	PM
	PP	NP	NBP	Z	PBP	PP	PM	PMG
	PM	NBP	Z	PBP	PP	PM	PMG	PG
	PG	Z	PBP	PP	PM	PMG	PG	PBG

CFs, além destes mesmos três ganhos, ainda pode-se alterar a base de regras, os tipos e o número de funções de pertinência, a fim de melhorar o desempenho do controle. Portanto, dependendo do modo como é realizada a comparação entre estes dois controladores, a análise pode acabar favorecendo um dos tipos de controle. A fim de tornar a comparação mais justa possível, minimizando esta vantagem que os CFs possuem em relação aos CCs quanto ao número de graus de liberdade, os ganhos dos CFLEs serão ajustados de forma que suas respostas correspondam às mesmas obtidas com os CCs.

O procedimento para a determinação dos ganhos que farão parte das malhas de controle dos CFLEs leva em consideração as estruturas de ambos controladores (CCs e CFs) e realiza o equacionamento de modo a obter as mesmas atitudes de controle. O sinal de saída U_c é definido pela equação (29), conforme mostra a Figura 34.

$$U_c = \left(K_p + \frac{K_i}{s} + sK_d \right) e \quad (29)$$

Figura 33: Superfície linear do sistema *fuzzy*.

Fonte: Gerada pelo *toolbox fuzzy* do MATLAB.

Figura 34: Estrutura do CC.

Fonte: Adaptada de Astrom e Hagglund (2006).

A estrutura do controlador *fuzzy* PD+I é mostrada na Figura 35, cujo sinal de saída U_f é definido por:

$$U_f = \frac{GIE}{s}e + GUu'. \quad (30)$$

Conforme mencionado anteriormente, o sistema *fuzzy* linear atua como um somatório entre e_P e e_D multiplicado por um fator k , como mostrado em (28). Uma vez que o universo de discurso adotado para as entradas e para as saídas são iguais, tem-se $k = \frac{1}{2}$. Considerando que os universos de discurso propostos para as entradas e saída foram todos normalizados em $[-1,1]$, a saída do sistema *fuzzy* u' pode ser calculada, a partir de (28),

Figura 35: Estrutura do controlador *fuzzy* PD+I, adaptada de Jantzen (2007).

Fonte: Adaptada de Jantzen (2007).

por:

$$u' = \frac{GE + GCE}{2} e. \quad (31)$$

Substituindo (31) em (30) tem-se:

$$U_f = \frac{GIE}{s} e + GU \left(\frac{GE + GCE}{2} \right) e. \quad (32)$$

Desta forma, o sinal de saída do controlador *fuzzy* PD+I é dado por:

$$U_f = \left(GU \frac{GE}{2} + \frac{GIE}{s} + GU \frac{GCE}{2} \right) e. \quad (33)$$

Para que os CCs e CFs sejam equivalentes, os sinais de controle U_c e U_f devem ser iguais. Portanto, a partir de (29) e (33) tem-se:

$$\left(K_p + \frac{K_i}{s} + sK_d \right) e = \left(GU \frac{GE}{2} + \frac{GIE}{s} + GU \frac{GCE}{2} \right) e. \quad (34)$$

A partir de (34), igualando os coeficientes de mesma potência em s , obtêm-se as seguintes relações:

$$GIE = K_i \quad (35)$$

$$GE = \frac{2K_p}{GU} \quad (36)$$

$$GCE = \frac{2K_d}{GU}. \quad (37)$$

Assim, como os ganhos para os CCs já foram determinados, conforme as Tabelas 7, 8, 9 e 10, é possível calcular os ganhos dos CFLEs. É importante destacar que os ganhos escolhidos para as entradas dos CFLEs devem ser grandes o suficiente para 1º) garantir uma boa sensibilidade do controlador, percorrendo o máximo possível do universo de discurso, e 2º) evitar a saturação das entradas. A Tabela 13 apresenta os ganhos definidos para todas as malhas de controle dos CCs e os ganhos calculados para os CFLEs a partir de (35), (36) e (37).

Tabela 13: Ganhos dos CCs e dos CFLEs

Malha de controle	CC			CFLE			
	K_p	K_i	K_d	GE	GIE	GCE	GU
Frequência/velocidade	33,5	-	0,8	5	-	0,1194	13,4
Tensão terminal	400	300	15	8	300	0,3	100
Potência Ativa	0,2	22	0,01	1	22	0,05	0,4
Potência Reativa	0,5	2	-	10	2	-	0,1

Simulações

Para comprovar a equivalência dos CFLEs em relação aos CCs, foram realizadas simulações com testes de degrau, entrada de carga e transferência de potência para a RD. As Figuras 36, 37, 38 e 39 apresentam as respostas transitórias obtidas para os controladores de frequência, tensão, potência ativa e potência reativa, respectivamente, mostrando os sinais de controle u_f , u_v , u_p e u_q e os respectivos erros e_f , e_v , e_p e e_q de cada malha de controle.

Figura 36: Respostas transitórias para os controladores de frequência ou velocidade.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.2.2 Controladores fuzzy não lineares

Após definidos os ganhos de todas as malhas de controle para os CFLEs, conforme mostrados na Tabela 13, o próximo passo é inserir não linearidades no sistema fuzzy de modo a buscar melhores desempenhos dos controladores. Conforme mencionado anteri-

Figura 37: Respostas transitórias para os controladores de tensão.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 38: Respostas transitórias para os controladores de potência ativa.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

ormente, as não linearidades de um sistema *fuzzy* podem ser inseridas de diversas formas, por exemplo, alterando-se os tipos das funções de pertinência e a base de regras. As não linearidades do sistema *fuzzy* proposto foram inseridas por meio da alteração das funções de pertinência das entradas e_P e e_D e da saída u' do sistema *fuzzy*, mantendo-se a mesma base de regras do sistema *fuzzy* linear mostrada na Tabela 12. Os ganhos das malhas

Figura 39: Respostas transitórias para os controladores de potência reativa.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

de controle dos CFNLs foram mantidos dos CFLEs, indicados na Tabela 13, de modo a obter uma comparação mais equivalente aos CCs.

Projeto do sistema *fuzzy* não linear

Segundo Shaw e Simões (1999), o desempenho do CF pode ser melhorado aumentando-se a densidade das funções de pertinência próximo à posição de equilíbrio, pois isto torna o controle mais sensível e preciso para pequenas variações em relação ao valor de referência. Já para valores mais distantes do equilíbrio, as funções de pertinência podem ser mais espaçadas, haja visto que não é necessário um ajuste tão preciso e sensível. Desta forma, as funções de pertinência para as entradas e saída do sistema *fuzzy* não linear proposto foram escolhidas conforme ilustra a Figura 40.

A partir das funções de pertinência mostradas na Figura 40 foi obtida a superfície não linear representada na Figura 41. Os platôs laterais indicam a atitude nula do controlador, uma vez que nestas regiões o módulo do erro está diminuindo, já os platôs inferior e superior indicam a atitude máxima do controlador, pois nestas regiões módulo do erro está aumentando.

A característica fundamental do sistema *fuzzy* é a inserção de ganho seletivo ou variável na atitude do controlador. Os CCs apresentam um ganho linear para toda faixa de operação, ao contrário dos CFs que podem assumir ganhos variáveis dependendo do modo como são projetados. A Figura 42 exemplifica esta vantagem dos CFs em relação aos CCs. A inclinação das retas corresponde ao ganho de cada controlador, assim, quanto maior for esta inclinação, maior será o ganho. Para valores de erro próximos à zero, o ganho do

Figura 40: Funções de pertinência (a) das entradas eP e eD e (b) da saída u' do sistema *fuzzy* não linear.

Fonte: Gerada pelo *toolbox fuzzy* do MATLAB.

CFNL é reduzido, uma vez que existem pequenos desvios em relação ao sinal de referência. À medida que o erro aumenta, o ganho responde da mesma maneira e, conseqüentemente, a atitude do controlador se torna mais "forte", no intuito de retornar mais rapidamente o erro a zero. Esta característica permite um melhor desempenho dos CFs para toda a faixa de operação quando comparado com os CCs, os quais mantêm ganhos fixos para todo o universo de discurso.

Simulações

A seguir serão apresentados os resultados das simulações para as respostas dos controladores de frequência, tensão, potência ativa e potência reativa e estabelecida comparação entre os CCs e os CFNLs. A Figura 43 apresenta as respostas transitórias da frequência, bem como o erro e o sinal de controle para os CCs e os CFNLs.

Por meio do sinal de controle u_f é possível perceber que a atitude do CFNL se apresentou mais "forte" em relação à atitude do CC, mesmo mantendo seus ganhos iguais

Figura 41: Superfície não linear do sistema fuzzy.

Fonte: Gerada pelo *toolbox fuzzy* do MATLAB.

Figura 42: Comportamento do ganho para os CCs e CFNL.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

aos determinados para o CFLEs, mostrados na Tabela 13. Esta atitude mais "forte" está relacionada à característica do ganho variável indicada na Figura 42, a qual é alcançada por meio da inserção das não linearidades. Pode-se perceber que esta atitude do CFNL também proporcionou menor erro de frequência devido à entrada de carga.

Com relação à tensão terminal do gerador, a Figura 44 mostra que, utilizando CFNL foi possível reduzir o erro de tensão no momento da entrada de carga e também proporcionar resposta mais rápida no retorno ao valor de referência quando comparado ao CC.

A Figura 45 apresenta as respostas transitórias do CCs e do CFNL de potência ativa. Para este caso, o CFNL respondeu de maneira bastante semelhante ao CC. Isto porque,

Figura 43: Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de frequência.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 44: Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de tensão.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

conforme pode ser observado na Tabela 13, o ganho K_i é muito mais significativo que os ganhos K_p e K_d , assim, o sinal de controle do controlador de potência ativa u_p será praticamente igual à resposta do sinal de controle referente à ação integral u_i , conforme pode ser observado na Figura 46. Portanto, uma vez que o termo integral não é uma entrada do sistema *fuzzy*, as não linearidades inseridas não afetam a resposta do contro-

lador de potência ativa, fazendo com que as respostas do CC e do CFNL permaneçam praticamente iguais.

Figura 45: Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de potência ativa.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 46: Erros de potência ativa.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 47 apresenta as respostas transitórias do CC e do CFNL de potência reativa. Para este caso, não houve diferença significativa entre ambos controladores. O motivo é o mesmo abordado anteriormente, sendo que para este caso as diferenças são mais perceptíveis, tendo em vista que o ganho integral K_i do controlador de potência reativa é somente 4 vezes maior que o ganho proporcional K_p , conforme pode ser observado na Tabela. 13.

Figura 47: Comparação entre as respostas transitórias do CC e do CFNL de potência reativa.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.3 Considerações do capítulo

De certa maneira, a comparação entre CCs e CFs pode não parecer justa, principalmente no que diz respeito ao número de graus de liberdade que cada tipo de controle apresenta. Enquanto os CCs possuem somente o ajuste dos três ganhos K_p , K_i e K_d , os CFs, além destes mesmos ajustes, possuem outros ajustes que podem ser realizados através da modificação das funções de pertinência, das regras e dos modos de inferência e defuzzificação.

Para se obter uma comparação mais justa possível, a metodologia proposta foi primeiramente obter as configurações de referência dos ganhos para todas as malhas de controle dos CCs, e em seguida determinar os ganhos para os CFLEs. Após isto, mantendo-se os mesmos ganhos das malhas de controle determinados para os CFLEs, foram inseridas não linearidades no sistema *fuzzy* de modo a obter melhores respostas de desempenho do controle.

É evidente que existem diversas outras possibilidades intermediárias de ajustes dos ganhos dos CCs além dos mostrados nas Tabelas 7, 8, 9 e 10, porém, como mencionado no início deste capítulo, o objetivo proposto foi encontrar uma configuração que respondesse de maneira satisfatória dentre os casos simulados, a qual serviu como referência para as comparações com os CFLEs.

Os CCs ainda poderiam ser ajustados de forma a conseguir um desempenho melhor que o alcançado com os CCs escolhidos como referência, porém, sempre haveria a possibilidade

de se determinar um CF que fosse equivalente a este CC melhorado, e em seguida, obter um CFNL com desempenho ainda melhor para toda faixa de operação do GMG.

Portanto, deve-se ter ciência de que os CCs e os CFs são topologias de controle bastante úteis em diversos processos, com suas diferenças e limitações, e cabe ao projetista determinar qual será a melhor alternativa a ser escolhida.

Em seguida serão apresentados os resultados das simulações obtidos utilizando os CCs e os CFNLs, ajustados conforme a metodologia apresentada neste capítulo.

Resultados e discussões

A severidade dos distúrbios de frequência e tensão ocasionados em um subsistema ilhado, subsequentes ao processo de ilhamento não intencional, são dependentes das condições de operação, do tempo de detecção, do tipo e da localização das faltas que originaram o processo de ilhamento, das ações de chaveamento previstas pós-falta e dos tipos de sistemas de GD presentes no subsistema ilhado (KATIRAEI; IRAVANI; LEHN, 2005). Desta forma, após a ocorrência do ilhamento, o intervalo de tempo no qual deve ser realizada a alteração dos modos de controle do GMG depende de diversos fatores. Neste capítulo serão analisadas as influências do desbalanço entre as potências geradas e consumidas no momento da ocorrência do ilhamento, do tipo de carga conectada ao subsistema ilhado e do comprimento do alimentador nos tempos de alteração dos modos de controle. Estas análises serão realizadas utilizando CCs e CFNLs com o objetivo de investigar a influência da estratégia de controle nos valores dos tempos de restrição, bem como as vantagens que a estratégia não linear permite inserir às atitudes de controle. Todas as simulações foram realizadas no *software* PSCAD[®] (Manitoba HVDC Research Centre Inc., 2010).

5.1 Evento simulado

Para auxiliar na explicação do modo como foram obtidos os tempos de restrição T_R , o diagrama geral do GMG é rerepresentado na Figura 48. O evento simulado para a determinação de T_R é dividido em três estágios, conforme ilustra a Figura 49. A descrição de cada estágio é apresentada a seguir:

1. GMG operando em regime permanente conectado à RD (chave S_1 fechada), com controle PQ e fornecendo energia elétrica à carga local (chave S_2 fechada).
2. Transição do modo conectado para o modo isolado da RD. Após decorrido o tempo de alteração T , o modo de controle do GMG é modificado para controle fV, por meio da alteração do estado da chave S_1 .

3. GMG operando de maneira isolada da RD, com controle fV e fornecendo energia elétrica à carga local.

Figura 48: Diagrama do GMG e suas malhas de controle.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 49: Sequência cronológica do evento simulado.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Desta forma, o tempo T_R para cada caso é determinado por meio de simulações sucessivas de ilhamentos, nas quais o tempo T descrito na Figura 49 é aumentado gradativamente (em 1 ms) até o momento em que alguma das proteções de frequência ou de tensão sejam ativadas, por meio da violação de alguma das condições das Tabelas 4 ou 5. Assim, o tempo anterior a este em que ocorre a violação corresponderá ao T_R do caso em análise.

A Figura 50 apresenta um exemplo de como é realizada a determinação de T_R de acordo com o comportamento da frequência do GMG, para três diferentes tempos T de alteração dos modos de controle. À medida que o tempo T é maior, o nível de frequência

após o ilhamento aumenta, uma vez que o GMG permanecerá mais tempo em controle de potências. Para este caso, quando $T = 110\text{ms}$ o limite de sobrefrequência é atingido, ocorrendo a violação dos limites de frequência e os respectivos tempos de atuação dos relés de frequência apresentados na Tabela 5 (repetidos na Tabela 14 para facilitar a consulta) e, conseqüentemente, a atuação do relé de sobrefrequência. Essa violação faria com que o GMG fosse retirado de operação, interrompendo o fornecimento de energia elétrica à carga local. Desta forma, o tempo de restrição para este caso corresponde ao tempo anterior ao que ocorre a violação, $T_R = 109\text{ms}$. Assim, se a alteração dos modos de controle for realizada em $T < 109\text{ms}$, as proteções da instalação não irão atuar e o fornecimento de energia à carga local será mantido.

Figura 50: Exemplo para a determinação do tempo de restrição T_R .

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 14: Ajustes dos relés de frequência para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009)

Condição	Frequência [Hz]	Tempo de atuação [s]
1	$>60,5$	0,16
2	$<[59,8 \text{ a } 57,0]$	Ajustável 0,16 a 300
3	$<57,0$	0,16

A seguir, serão analisadas as influências do desbalanço de potências, do tipo de carga presente no sistema ilhado e do comprimento do alimentador nos tempos de restrição, tanto para os CCs quanto para os CFNLs. Os tempos de restrição considerados nas simulações foram estabelecidos entre $0,5\text{ms} < T_R < 15\text{s}$.

5.2 Desbalanço de potências

O tempo de restrição é extremamente dependente do ponto de operação do sistema de GD no momento em que ocorre o ilhamento, principalmente devido ao desbalanço existente entre as potências geradas e consumidas no subsistema ilhado. A variação da

frequência é principalmente determinada pelo desbalanço de potência ativa, enquanto que a variação da tensão pelo desbalanço da potência reativa. Neste trabalho não será levado em consideração a implementação de sistemas de rejeição de carga e as curvas de restrição serão determinadas considerando somente os seguintes casos:

- $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$: excesso de potência ativa e desbalanço nulo de potência reativa no PAC no instante do ilhamento.
- $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$: excesso de potência reativa e desbalanço nulo de potência ativa no PAC no instante do ilhamento.

Desbalanço de potência ativa: $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$

O sentido do fluxo de potências ativa e reativa para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ é ilustrado na Figura 51. A potência ativa P fornecida pelo GMG é fixada em 1pu , enquanto que a potência reativa Q corresponde à mesma potência reativa Q_C solicitada pela carga local, mantendo o fator de potência unitário no PAC. A potência ativa da carga local P_C é aumentada gradativamente, de 0 a 1pu , mantendo seu fator de potência constante ($\text{fp}=0,8$ indutivo), resultando em diferentes níveis de desbalanço de potência ativa ΔP no momento do ilhamento. Para cada valor de ΔP , o tempo T_R é determinado de acordo com a violação do limite de sobrefrequência estabelecido na Tabela 5.

Figura 51: Sentido do fluxo de potência para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Tabela 15 apresenta os valores dos tempos de restrição obtidos utilizando CCs e CFNLs, de acordo com os desbalanços de potência ativa no momento da ocorrência do

ilhamento. Percebe-se que para a maioria dos valores de ΔP , os CFNLs proporcionaram maiores tempos de restrição quando comparados aos CCs. A partir dos valores da Tabela 15, pode-se traçar as curvas de restrição para os CCs e CFNLs mostradas na Figura 52. É possível perceber que os tempos de restrição são inversamente proporcionais ao desbalanço ΔP , ou seja, quanto maior for o valor de ΔP no momento do ilhamento, mais rápido deverão ser realizadas as alterações dos modos de controle do GMG. Verifica-se também que, à medida que se aumenta o desbalanço ΔP , mais expressiva se torna a diferença entre os tempos de restrição dos CCs e dos CFNLs, enquanto que para valores menores de ΔP os tempos de restrição obtidos utilizando CCs e CFNLs se tornam mais próximos.

Tabela 15: Tempos de restrição para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$.

$\Delta P[\text{pu}]$	$T_R [\text{ms}]$		Aumento relativo [%]
	CC	CFNL	
1	0	0	0
0,9	0	19	97,37
0,8	0	33	98,48
0,7	24	46	47,83
0,6	49	62	20,97
0,5	74	84	11,9
0,4	110	114	3,51
0,3	165	164	-0,61
0,2	262	262	0
0,15	344	345	0,29
0,1	476	479	0,63
0,075	581	581	0
0,05	748	751	0,4
0	*	*	*

*não houve violação no tempo considerado.

Nota-se pela Tabela 15 que para um desbalanço $\Delta P=0,8\text{pu}$, utilizando CC, não foi possível manter a frequência dentro dos limites permitidos pela IEEE Std 1547.2 (2009) após a ocorrência do ilhamento. Isso indica que a alteração dos modos de controle deveria ser instantânea para evitar a violação da condição de sobrefrequência. Já utilizando CFNL, mesmo para um desbalanço $\Delta P=0,9\text{pu}$ no momento do ilhamento, é possível que a alteração dos modos de controle seja realizada em 19ms sem que haja a violação do limite de sobrefrequência. A diferença entre os valores de T_R para os CCs e os CFNLs está relacionada ao ganho não linear atribuído à utilização dos CFNLs, conforme mostrado na Figura 42. Este ganho não linear faz com que para maiores valores de ΔP , a atitude de controle fique mais "forte", fazendo com que a frequência retorne mais rapidamente ao valor de referência, enquanto que para valores menores de ΔP , a atitude dos CFNLs

se torna mais equivalente à atitude dos CCs. Para verificar as atitudes dos CCs e dos CFNLs de acordo com o valor de ΔP no instante do ilhamento, serão considerados dois casos da Tabela 15, $\Delta P=0,075\text{pu}$ e $\Delta P=0,7\text{pu}$.

Figura 52: Curvas de restrição para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 53 apresenta as respostas da frequência e da tensão considerando um desbalanço $\Delta P=0,075\text{pu}$ no momento de ocorrência do ilhamento. Observa-se que mesmo com este valor pequeno de ΔP , a frequência do GMG começa a aumentar após a ocorrência do ilhamento em $t = 45\text{s}$. Isso ocorre devido ao excesso de potência ativa no subsistema ilhado. O limite de sobrefrequência é atingido quando a alteração dos modos de controle é realizada em $T=582\text{ms}$, tanto com a utilização dos CCs quanto dos CFNLs.

Figura 53: Resposta do GMG para $T = 582\text{ms}$ e considerando os desbalanços $\Delta P=0,075\text{pu}$ e $\Delta Q=0\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 54 apresenta as respostas da frequência e da tensão terminal do GMG, considerando um desbalanço $\Delta P=0,7\text{pu}$ no instante em que ocorre o ilhamento. Percebe-

se que para o tempo de alteração dos modos de controle ajustado em $T=25\text{ms}$, o limite de sobrefrequência é atingido somente com a utilização de CCs nas malhas de controle do GMG. Para o mesmo $T=25\text{ms}$, o limite de sobrefrequência não é violado com a utilização dos CFNLs devido à atuação mais "forte" do seu controlador de velocidade, como pode ser observado no sinal de controle u_f , o que faz com que a frequência retorne ao valor de referência mais rapidamente.

Figura 54: Respostas do GMG para $T = 25\text{ms}$ e considerando os desbalanços $\Delta P=0,7\text{pu}$ e $\Delta Q=0\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Desbalanço de potência reativa: $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$

O sentido do fluxo de potências ativa e reativa para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$ é mostrado na Figura 55. Neste caso, o GMG opera fornecendo potências ativa e reativa constantes, $P=0,8\text{pu}$ e $Q=0,6\text{pu}$. A potência ativa da carga P_C é mantida fixa em $0,8\text{pu}$, de modo a obter desbalanço nulo de potência ativa ($\Delta P = 0$) no instante do ilhamento. A potência reativa da carga Q_C é variada de modo a obter uma faixa de desbalanço entre $0 \leq \Delta Q \leq 1\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento. Para obter esta faixa de ΔQ , foram utilizadas cargas do tipo RL e RC, variando suas componentes reativas entre $-0,4 \leq Q_C \leq +0,6\text{pu}$. O sinal negativo corresponde à carga do tipo capacitiva e o sinal positivo do tipo indutiva. Estas variações de carga foram consideradas para que o gerador operasse dentro dos limites da sua curva de capacidade e o desbalanço de potência reativa no subsistema ilhado fosse variado entre $0 \leq \Delta Q \leq 1\text{pu}$. Para cada valor de ΔQ é determinado o tempo de restrição T_R por meio da violação do limite de sobretensão, estabelecido na Tabela 16.

Figura 55: Sentido do fluxo de potências para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 16: Ajuste dos relés de tensão para um sistema de GD com capacidade instalada maior que 30 kW, adaptada de IEEE Std 1547.2 (2009)

Condição	Tensão terminal [pu]	Tempo de atuação [s]
1	$V_T < 0,50$	0,16
2	$0,50 \leq V_T < 0,88$	2,00
3	$1,10 < V_T < 1,20$	1,00
4	$V_T \geq 1,20$	0,16

Os tempos de restrição utilizando os CCs e os CFNLs, de acordo com os diferentes valores de ΔQ no instante do ilhamento são apresentados na Tabela 17. Nota-se que, para valores de $\Delta Q \geq 0,5\text{pu}$, tanto utilizando os CCs quanto os CFNLs não foi possível manter a tensão do GMG dentro dos níveis permitidos pela IEEE Std 1547.2 (2009). Isto ocorre porque após o ilhamento a variação da tensão se manifesta de maneira mais abrupta do que a variação da frequência analisada no caso anterior $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$. Um dos motivos que justifica este acontecimento está relacionado à constante de inércia do GMG, a qual faz com que parte da energia liberada no momento do ilhamento seja absorvida pelo rotor, resultando em um amortecimento na excursão da frequência. Desta forma, no momento em que ocorre o ilhamento, a excursão da tensão é mais sensibilizada pelo desbalanço ΔQ do que a frequência pelo desbalanço ΔP , fazendo com que o tipo do controlador utilizado neste caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$ não exerça influência significativa nos valores dos tempos de restrição.

Tabela 17: Tempos de restrição para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$.

$\Delta Q[\text{pu}]$	$T_R [\text{ms}]$		Aumento relativo [%]
	CC	CFNL	
1	0	0	0
0,9	0	0	0
0,8	0	0	0
0,7	0	0	0
0,6	0	0	0
0,5	0	0	0
0,4	549	568	3,35
0,3	1040	1042	0,19
0,2	1767	1784	0,95
0,15	2575	2576	0,04
0,1	3540	3540	0
0,075	4362	4350	-0,28
0,05	5818	5810	-0,14
0	*	*	*

*não houve violação no tempo considerado.

Figura 56: Curvas de restrição para o caso com $\Delta Q > 0\text{pu}$ e $\Delta P = 0\text{pu}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se pela Figura 56 que somente para valores de desbalanço $\Delta Q < 0,5\text{pu}$ é possível realizar a alteração dos modos de controle sem que alguma das condições da Tabela 4 sejam violadas. Percebe-se também que os tempos de restrição utilizando os CCs se mantiveram próximos aos tempos de restrição utilizando CFNLs. Isto ocorre pelo mesmo motivo abordado para o caso com $\Delta P > 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$, ou seja, à medida que o desbalanço ΔQ diminui, os ganhos dos CCs e dos CFNLs se tornam mais próximos, resultando em atitudes de controle e, conseqüentemente, em tempos de restrição mais próximos. Para verificar as atitudes dos CCs e dos CFNLs, de acordo com o valor de ΔQ no instante do ilhamento, serão considerados dois casos da Tabela 17, $\Delta Q=0,6\text{pu}$ e $\Delta Q=0,4\text{pu}$.

A Figura 57 apresenta as respostas da frequência e da tensão do GMG, bem como as respectivas atitudes de controle, considerando um desbalanço $\Delta Q=0,6\text{pu}$ no instante em

que ocorre o ilhamento. Nota-se que para este valor de ΔQ , mesmo para um tempo de alteração dos modos de controle pequeno ($T=0,5\text{ms}$), o limite de sobretensão é atingido por ambos controladores (CC e CFNL). Por se tratar de uma carga do tipo impedância constante, a variação na tensão também ocasiona variação na potência ativa solicitada.

Figura 57: Resposta do GMG para $T = 0,5\text{ms}$, considerando os desbalanços $\Delta P=0\text{pu}$ e $\Delta Q=0,6\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 58 representa as respostas da frequência e da tensão do GMG, bem como os respectivos sinais de controle, considerando um desbalanço $\Delta Q=0,4\text{pu}$ e um tempo de alteração dos modos de controle $T = 550\text{ms}$. Para este valor de ΔQ , utilizando os CCs, o tempo de restrição obtido foi $T_R=549\text{ms}$, enquanto que utilizando os CFNLs foi obtido $T_R=568\text{ms}$, conforme mostrado na Tabela 17. A diferença entre estes tempos de restrição é atribuída ao ganho variável dos CFNLs, o que proporciona diferentes atitudes de controle ao controlador de tensão, conforme a Figura 58.

Nota-se ainda pela Figura 58 que, após o ilhamento, o valor da frequência decresce enquanto não for realizada a alteração dos modos de controle PQ para controle fV. Esta redução da frequência ocorre devido ao aumento da tensão ocasionada pelo excesso de potência reativa no subsistema ilhado. Por se tratar de uma carga do tipo impedância constante, o aumento da tensão ocasiona aumento das potências ativa e reativa solicitadas pela própria carga. Uma vez que o controle mantém fixos os valores de referência das potências ativa e reativa geradas, após o ilhamento, enquanto não for realizada a alteração dos modos de controle, haverá déficit de potência ativa no subsistema ilhado e, consequentemente, redução da velocidade do GMG.

Figura 58: Resposta do GMG para $T = 550\text{ms}$ considerando os desbalanços $\Delta P = 0\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,4\text{pu}$ no momento da ocorrência do ilhamento.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.3 Tipos de cargas

O tipo de carga exerce influência sobre os valores dos tempos de restrição devido aos diferentes comportamentos dinâmicos apresentados em resposta às variações na frequência e na tensão no momento do ilhamento. Para verificar o comportamento do T_R em relação ao tipo de carga, foram analisadas as cargas apresentadas na Seção 2.5. A Figura 59 mostra a configuração adotada para o levantamento dos tempos de restrição para os diferentes tipos de cargas. O GMG opera fornecendo potências fixas $P = 0,9\text{pu}$ e $Q = 0,225\text{pu}$. Para todos os tipos de carga, as potências são mantidas fixas em $P_C = 0,3\text{pu}$ e $Q_C = 0,225\text{pu}$ ($\text{fp} = 0,8\text{pu}$), resultando nos desbalanços $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ no instante do ilhamento. A análise foi considerada com desbalanço $\Delta Q = 0\text{pu}$ tendo em vista que é uma configuração comum de operação dos sistemas de Geração Distribuída (GD), uma vez que somente a potência ativa injetada na RD é convertida em crédito para o consumidor.

A Tabela 18 apresenta os tempos de restrição obtidos utilizando os CCs e os CFNLs, de acordo com o tipo de carga presente no momento do ilhamento. Percebe-se que para todas as cargas, com a utilização de CFNLs nas malhas de controle do GMG obteve-se maiores tempos de restrição T_R quando comparado à utilização dos CCs. A justificativa para isto também está relacionada à atribuição do ganho não linear que o sistema *fuzzy* proporciona à atitude de controle, como mencionado na Seção 5.2.

Para melhorar a visualização do comportamento dos tempos de restrição considera-se a Figura 60, obtida a partir da Tabela 18. Nota-se que para todas as cargas os tempos de restrição permanecem em valores próximos para cada tipo de controlador, em torno de

Figura 60: Tempos de restrição para os diferentes tipos de cargas mostradas na Tabela 18.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

negativos (carga 5), este mesmo aumento na frequência após o ilhamento acarreta em uma diminuição das potências ativas e reativas da carga. Desta forma, conforme pode ser observado na Tabela 18, os tempos de restrição utilizando as cargas 6 e 7 são maiores do que os tempos de restrição utilizando a carga 5, uma vez que após o ilhamento, o aumento da frequência do sistema devido ao excesso de potência ativa faz com que os desbalanços ΔP e ΔQ diminuam, permitindo que a alteração dos modos de controle possa ser realizada em um período de tempo maior.

Ambas as cargas 7 e 8 correspondem a motores de indução, porém a primeira representada por um modelo estático e a segunda por um modelo dinâmico. Para estas cargas, os tempos de restrição obtidos foram os mesmos, o que indica que o modelo estático indicado na Tabela 2, relativamente mais simples devido ao uso de equações algébricas em seu modelo ao invés de equações diferenciais, pode representar de maneira adequada o modelo dinâmico do motor de indução no que diz respeito a determinação dos valores de T_R .

5.4 Comprimento do alimentador

A Figura 61 apresenta uma simplificação da RD mostrada na Figura 3, explicitando a conexão do GMG no barramento 3. O comprimento do alimentador está relacionado à impedância Z_4 e acaba exercendo influência nos valores dos tempos de restrição devido às quedas de tensão provocadas pela própria impedância.

Desta forma, para verificar a influência do comprimento do alimentador nos tempos de restrição serão analisados os seguintes casos:

- $Z_4 = 0,5L$: comprimento do alimentador igual à metade do comprimento original.

Figura 61: Simplificação da RD mostrando a conexão do GMG ao barramento 3, de acordo com a Figura 3.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

- $Z_4 = L$: comprimento original do alimentador.
- $Z_4 = 2L$: comprimento do alimentador igual ao dobro do comprimento original.

O comprimento do alimentador influencia principalmente nas grandezas dependentes da tensão, devido às quedas de tensão proporcionadas pela impedância da linha. Desta forma, para cada comprimento do alimentador serão analisados dois casos:

- $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$: GMG fornecendo potências $P = 1,0\text{pu}$ e $Q = 0,2\text{pu}$ e suprindo uma carga local com potências $P_C = 0,4\text{pu}$ e $Q_C = 0,2\text{pu}$.
- $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$: GMG fornecendo $P = 1,0\text{pu}$ e $Q = 0,4\text{pu}$ e suprindo uma carga local com potências $P_C = 0,4\text{pu}$ e $Q_C = 0,2\text{pu}$.

Desbalanço de potências: $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$

A Tabela 19 apresenta os tempos de restrição obtidos para o caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ para os diferentes comprimentos do alimentador e de acordo com o tipo de controlador utilizado. Percebe-se que o comprimento do alimentador não exerce influência sobre os valores de T_R , uma vez que influencia principalmente no valor da tensão, devido à variação da impedância da linha. Como os tempos de restrição são determinados a partir da violação do nível de sobrefrequência, os valores de T_R não são influenciados pelo

comprimento de Z_4 . A partir da Tabela 19 também é possível perceber que a utilização dos CFNLs nas malhas de controle do GMG proporcionou maiores tempos de restrição quando comparados à utilização dos CCs.

Tabela 19: Tempos de restrição para o caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$, de acordo com o comprimento do alimentador.

Z_4	$T_R[\text{ms}]$	
	CC	CFNL
0,5L	48	62
L	48	62
2L	48	62

As Figuras 62 e 63 apresentam as respostas transitórias das potências ativa P_C e reativa Q_C da carga local, da frequência e da tensão terminal do GMG, bem como dos respectivos sinais de controle u_f e u_v , de acordo com os diferentes comprimentos do alimentador, para os CCs e CFNLs, respectivamente. Pode-se perceber que à medida que aumenta-se o valor de Z_4 , as quedas de tensão na linha se tornam maiores, resultando em menores valores da tensão terminal do GMG. Esta variação da tensão reflete em variações nos valores de P_C e Q_C , uma vez que a carga utilizada é dependente da tensão, do tipo impedância constante. Apesar desta variação na tensão causada pelos diferentes comprimentos do alimentador, percebe-se que a frequência praticamente não apresenta alterações, o que resulta em mesmos valores dos tempos de restrição.

Desbalanço de potências: $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$

Do caso anterior, pôde-se perceber que o comprimento do alimentador influencia nos valores das potências da carga devido à variação da tensão. Desta forma, neste caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ será analisada a influência do desbalanço de potência reativa nos tempos de restrição, para os diferentes valores de Z_4 , mantendo o mesmo desbalanço $\Delta P = 0,6\text{pu}$ do caso anterior no instante do ilhamento.

A Tabela 20 mostra os valores dos tempos de restrição de acordo com o comprimento do alimentador, tanto para os CCs quanto para os CFNLs. Percebe-se que, assim como no caso anterior com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$, a utilização dos CFNLs nas malhas de controle do GMG proporcionou maiores valores dos T_R quando comparado à utilização dos CCs.

Com a existência de desbalanço de potência reativa $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ no momento do ilhamento, os valores dos tempos de restrição obtidos foram maiores quando comparados com os tempos obtidos para o caso anterior com $\Delta Q = 0\text{pu}$. Isso ocorre porque para esse caso, devido ao excesso de potência reativa no instante do ilhamento, a variação da tensão acontece de maneira mais suave do que no caso com $\Delta Q = 0\text{pu}$.

Figura 62: Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ utilizando CCs e considerando $T=48\text{ms}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 63: Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ utilizando CFNLs e considerando $T=62\text{ms}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As Figuras 64 e 65 apresentam as respostas transitórias das potências da carga local (P_C e Q_C), da frequência e da tensão terminal do GMG, bem como dos respectivos sinais de controle u_f e u_v , para os diferentes valores de Z_4 e considerando os mesmos

Tabela 20: Tempos de restrição para o caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, de acordo o comprimento do alimentador.

Z_4	$T_R [\text{ms}]$	
	CC	CFNL
0,5L	59	71
L	59	72
2L	60	72

tempos de alteração dos modos de controle do caso anterior, $T=48\text{ms}$ utilizando CCs e $T=62\text{ms}$ utilizando CFNLs. Pode-se perceber que para estes valores de T , a frequência não atinge o limite de sobrefrequência estabelecido pela IEEE Std 1547.2 (2009), proporcionando maiores tempos de restrição para o caso com $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ em relação ao caso com $\Delta Q = 0\text{pu}$.

Figura 64: Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ utilizando CCs e considerando $T=48\text{ms}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A justificativa para obtenção de maiores valores dos tempos de restrição para o caso com $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ pode ser observada nas Figuras 66 e 67, as quais mostram a comparação entre os casos com $\Delta Q=0\text{pu}$ e com $\Delta Q=0,2\text{pu}$ utilizando CCs e CFNLs, respectivamente. Devido ao excesso de potência reativa, o valor da tensão antes do ilhamento já permanece maior que a tensão para o caso com $\Delta Q = 0\text{pu}$. Além disso, logo após o ilhamento, pode-se perceber que a tensão no caso com $\Delta Q = 0\text{pu}$ sofre uma redução, e consequentemente a potência ativa solicitada pela carga diminui. Como o GMG opera fornecendo uma

Figura 65: Respostas transitórias do caso com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$ utilizando CFNLs e considerando $T=62\text{ms}$.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

quantidade fixa de potência ativa P , esta diminuição de P_C acarreta em um aumento no desbalanço ΔP . Este aumento de ΔP acaba reduzindo os valores dos T_R do caso com $\Delta Q = 0\text{pu}$ em relação ao caso com $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, uma vez que os tempos de restrição são inversamente proporcionais ao desbalanço de potência, conforme apresentado na Seção 5.2 por meio das curvas de restrição.

Figura 66: Comparação das respostas transitórias utilizando CCs para os casos com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ e com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, considerando $Z_4 = L$ e $T=48\text{ms}$.

Figura 67: Comparação das respostas transitórias utilizando CFNLs para os casos com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0\text{pu}$ e com $\Delta P = 0,6\text{pu}$ e $\Delta Q = 0,2\text{pu}$, considerando $Z_4 = L$ e $T=62\text{ms}$.

Considerações finais

Este trabalho investigou a influência da estratégia de controle na determinação dos tempos máximos para realizar a alteração dos modos de operação de um GMG após a ocorrência de um ilhamento não intencional. Nas condições de operação analisadas, foram consideradas uma estratégia de controle clássica e uma de controle *fuzzy*. Para evidenciar possíveis vantagens da utilização dos CFs, considerando toda faixa de operação do GMG, uma metodologia de ajuste dos controladores *fuzzy* foi proposta.

A presença do ganho não linear que a estratégia de controle *fuzzy* permite inserir ao controle possibilitou a obtenção de respostas mais rápidas quando comparado à estratégia linear, a qual mantém o ganho do controlador fixo para toda faixa de operação. Com isso, para valores elevados de desbalanço de potência ativa ($\Delta P > 0,4\text{pu}$) no momento do ilhamento, a estratégia CFNL proporcionou maiores tempos de restrição quando comparados à estratégia CC. Do ponto de vista da alteração dos modos de controle, esta faixa de operação com desbalanço $\Delta P > 0,4\text{pu}$ é considerada crítica, considerando que as alterações dos modos de controle deve ser realizada rapidamente para evitar a atuação dos dispositivos de proteção. Assim, maiores tempos de restrição T_R são favoráveis, principalmente nessa faixa de operação com desbalanços elevados, havendo maior disponibilidade de tempo para realizar a detecção do ilhamento e a tomada de decisão de alteração dos modos de controle do GMG.

A vantagem significativa dos Controlador *Fuzzy* (CF)s em relação aos CCs nos valores dos tempos de restrição pôde ser observada para a faixa de valores de desbalanço de potência ativa $\Delta P > 0,4\text{pu}$, sendo que em toda faixa de operação com desbalanço de potência reativa a atuação de ambos controladores se manteve praticamente equivalente. Isto acontece porque, devido à inércia do GMG, a estratégia de controle empregada exerce maior influência nos valores dos tempos de restrição obtidos por violação dos limites de frequência do que os obtidos por violação dos limites de tensão. Como a variação da tensão responde de maneira mais rápida após um distúrbio do que a variação da velocidade, o desbalanço de potência reativa no momento do ilhamento é o principal fator que influencia nos tempos de restrição. Neste caso portanto, a estratégia de controle utilizada não exerce

influência significativa nos tempos de restrição.

Observou-se que quanto maior for o desbalanço de potências, menores serão os tempos de restrição uma vez que as proteções atuarão mais rapidamente devido às variações dos valores de frequência e tensão no subsistema ilhado. O tipo de carga presente no momento do ilhamento e o comprimento do alimentador não apresentaram diferenças significativas nos valores dos tempos de restrição. Verificou-se que, quanto maior for a dependência da tensão, menores serão os valores do tempo de restrição T_R , pois após o ilhamento maiores serão as variações das potência ativas e reativas, devido às variações na tensão, e consequentemente ativarão mais rapidamente as proteções do subsistema ilhado.

A utilização de uma estratégia de controle eficiente pode permitir maiores tempos de alteração dos modos de controle. Com isso, é possível utilizar métodos de detecção de ilhamento mais lentos para alterar o modo de operação de controle e manter a tensão e frequência da ilha dentro dos padrões de qualidade exigidos.

A determinação das curvas de restrição pode ser útil no ajuste dos relés de frequência e tensão presentes na instalação, de modo a evitar que esses sejam sensibilizados antes que a alteração dos modos de controle seja realizada. Além disso, os tempos de restrição podem ser utilizados para a definição do algoritmo de detecção de ilhamento que poderá ser utilizado na instalação.

Sugestões para trabalhos futuros

A seguir são apresentadas algumas possibilidades de trabalhos a serem desenvolvidos no tema:

- Realizar a implementação de um algoritmo de detecção de ilhamento que identifique a condição de ilhamento em instantes de tempo menores ou iguais aos tempos de restrição obtidos neste trabalho, evitando a atuação das proteções e a interrupção do fornecimento de energia pela GD. Para evitar falsas detecções, pode-se verificar a fidelidade do algoritmo implementado através da capacidade em diferenciar condições de ilhamento de condições transitórias, como entrada e saída de cargas, faltas ou afundamentos de tensão.
- Implementar esquemas de rejeição de carga para estabelecer o equilíbrio entre as potências geradas e consumidas na ilha, de modo a priorizar o fornecimento de energia às cargas críticas presentes na instalação.
- Utilizar sistemas de proteção baseados em relés adaptativos para garantir a operação segura do GMG para diferentes pontos de operação. Uma vez que os níveis de curto-circuito do subsistema ilhado sofrem alterações após a perda da RD, a reconfiguração dos dispositivos de proteção de frequência e tensão deve ser realizada para garantir uma proteção eficiente.

- Analisar o retorno da RD e a reconexão da GD. Para isso deve-se ligar novamente o algoritmo de sincronismo PLL e após concluído o sincronismo alterar novamente os controles para o modo conectado à RD, com controle de potências ativa e reativa.

Publicações geradas

As publicações relacionada à esta dissertação, geradas até o momento, são listadas a seguir:

- Agnoletto, E. J., Neves, R. V. A., Reis, G. B., Vieira, J. C. M., Machado, R. Q., Oliveira, V. A. (2014). **Análise dos tempos de chaveamento dos modos de operação de uma GD na ocorrência de ilhamento**. XX Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, Brasil: 2361-2368.
- Neves, R. V. A. and Agnoletto, E. J. and Reis G. B. and Machado R. Q. and Oliveira V. A. (2015). **Analysis of the Maximum Available Time to Switch the Operation Control Mode of a Distributed Generation During an Islanding Occurrence**. IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Holanda.
- Agnoletto, E. J., Neves, R. V. A., Machado, R. Q., Oliveira, V. A. (2015). **Influência da estratégia de controle de um grupo gerador diesel no tempo máximo para chaveamento dos modos de controle durante ilhamento**. XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Natal, Brasil (artigo aceito).

Referências

- AGUIAR, C. R. **Estudo e Análise de Algoritmos de Detecção de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída Conectados à Rede de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2013.
- AKASH, B.; MAMLOOK, R.; MOHSEN, M. Multi-criteria selection of electric power plants using analytical hierarchy process. **Electric Power Systems Research**, 1999. v. 52, n. 1, p. 29–35, 1999.
- ALLEN, G. Brushless excitation systems for synchronous machines. **Electronics and Power**, 1975. v. 21, n. 15, p. 866–869, 1975.
- ALMEIDA, L. P. **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.
- ANEEL. **Banco de Informações de Geração**. 2015. Acessado em: 11 de Agosto de 2015.
- ANEEL. **Nota técnica para proposta de implementação do disposto na Portaria MME Nº 44/2015**. 2015.
- ARNOLD, J.-F.; LANGLOIS, N.; CHAFOUK, H. Fuzzy controller of the air system of a diesel engine: Real-time simulation. **European Journal of Operational Research**, 2009. v. 193, n. 1, p. 282 – 288, 2009.
- ASTROM, K. J.; HAGGLUND, T. **Advanced PID Control**. Flórida: Instrumentation, Systems, and Automation Society, 2006.
- BARSALI, S.; CERAOLO, M.; PELACCHI, P.; POLI, D. Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply. In: **Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE**. 2002. v. 2, p. 789–794 vol.2.
- BEST, R.; KENNEDY, J.; MORROW, D.; FOX, B. Steady-state and transient performance of biodiesel-fueled compression-ignition-based electrical generation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2011. v. 2, n. 1, p. 20–27, 2011.
- BEST, R. J.; MEMBER, S.; MORROW, D. J.; MCGOWAN, D. J.; CROSSLEY, P. A. Synchronous islanded operation of a diesel generator. **IEEE Transactions On Power Systems**, 2007. v. 22, n. 4, p. 2170–2176, 2007.

- BOLDEA, I. **Synchronous Generators**. Boca Raton: CRC Press, 2006.
- CARVALHO, H. M.; RIBEIRO, A. B. Biodiesel: Vantagens e desvantagens numa comparação com o diesel convencional. **Bolsista de Valor: Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense**, 2012. v. 2, n. 1, p. 49–53, 2012.
- CASTELLANELLI, M.; SOUZA, S. N. M. d.; SILVA, S. L.; KAILER, E. K. Desempenho de motor ciclo diesel em bancada dinamométrica utilizando misturas diesel/biodiesel. **Engenharia Agrícola**, 2008. v. 28, p. 145–153, 2008.
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.; TEN, C. F.; CROSSLEY, P. Islanding protection of distribution systems with distributed generators - a comprehensive survey report. In: **Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. 2008.
- COOPER, A.; MORROW, D.; CHAMBERS, K. A turbocharged diesel generator set model. In: **Proc. 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. 2009. p. 1–5.
- COOPER, A.; MORROW, D.; CHAMBERS, K. Development of a diesel generating set model for large voltage and frequency transients. In: **Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting**. 2010. p. 1–7.
- CORBELINO, L. H. G. **Ferramenta para Sincronismo de Gerador Síncrono com a Rede Elétrica Empregando PLL Monofásico Embarcado em FPGA**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2012.
- DALKE, G.; BAUM, A.; BAILEY, B.; DALEY, J.; DUNCAN, B.; FISCHER, J.; HESLA, E.; HOERAUF, R.; HORNBERGER, B.; LEE, W.; LOVE, D.; MCCULLOUGH, D.; MOZINA, C.; NICHOLS, N.; PADDEN, L.; PATEL, S.; PIERCE, A.; PILLAI, P.; POLETTO, G.; RIFAAT, R.; SANDERS, M.; SHELTON, J.; STRINGER, T.; WEBER, J.; WU, A.; YOUNG, R.; POWELL, L. Risks from utility supply disruption. **IEEE Industry Applications Magazine**, 2011. v. 17, n. 1, p. 47–56, 2011.
- DULAU, L. I.; ABRUDEAN, M.; BICA, D. Effects of distributed generation on electric power systems. **Procedia Technology**, 2014. v. 12, n. 0, p. 681 – 686, 2014.
- EBERLY, T.; SCHAEFER, R. Voltage versus var/power factor regulation on synchronous generators. In: **Proc. Pulp and Paper Industry Technical Conference**. 2002. p. 37–43.
- EKER, M. K.; ALTAS, I. H. A fuzzy voltage regulator (FVR) for a stand-alone synchronous generator. **Electric Power Components and Systems**, 2007. 35, n. 4, p. 429–443, 2007.
- FREIRE, W. Oportunidade na crise. **Portal Canal Energia**, 2015. 2015. Reportagem de 23 de Março de 2015.
- GATTA, F.; ILICETO, F.; LAURIA, S.; MASATO, P. Modelling and computer simulation of dispersed generation in distribution networks. measures to prevent disconnection during system disturbances. In: **Proc. IEEE Power Tech Conference**. 2003. v. 3, p. 10 pp. Vol.3–.

- GUNES, M.; DOGRU, N. Fuzzy control of brushless excitation system for steam turbogenerators. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2010. v. 25, n. 3, p. 844–852, 2010.
- GUO, X.-Q.; WU, W.-Y.; GU, H.-R. Phase locked loop and synchronization methods for gridinterfaced converters: A review. **Przegląd Elektrotechniczny**, 2011. v. 87, n. 4, p. 182–187, 2011.
- HANNETT, L.; MLELLO, F. P. D.; TYLINSKI, G. H.; BECKER, W. H. Validation of nuclear plant auxiliary power supply by test. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1982. PAS-101, n. 9, p. 3068–3074, 1982.
- HATIPOGLU, K.; FIDAN, I.; RADMAN, G. Investigating effect of voltage changes on static zip load model in a microgrid environment. In: **Proc. North American Power Symposium (NAPS)**. 2012. p. 1–5.
- HUANG, C.-P.; WU, C.-J.; CHUANG, Y.-S. Test results of three excitation systems for generators suffering continuous voltage flicker disturbance. In: **Proc. IEEE International Conference on Power System Technology**. 2004. v. 1.
- HURLEY, J. D.; BIZE, L. N.; MUMMERT, C. R. The adverse effects of excitation system var and power factor controllers. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1999. v. 14, n. 4, p. 1636–1645, 1999.
- IEEE Std 1547. IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. 2003. p. 1–28, July 2003.
- IEEE Std 1547.1. IEEE standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems. 2005. p. 1–62, July 2005.
- IEEE Std 1547.2. IEEE application guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. 2009. p. 1–217, April 2009.
- IEEE Std 1547.4. IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. 2011. p. 1–54, July 2011.
- IEEE Std 399. IEEE recommended practice for industrial and commercial power systems analysis (brown book). 1998. p. 1–488, Aug 1998.
- IEEE Std 421.5. IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. 2006. p. 1–85, 2006.
- JANTZEN, J. **Foundations of Fuzzy Control**. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., 2007.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. Cambridge: The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- JOUYBARI-MOGHADDAM, H.; HOSSEINIAN, S.; VAHIDI, B. An introduction to active distribution networks islanding issues. In: **Proc. Electrical Power Distribution Networks (EPDC)**. 2012. p. 1–6.

- KATIRAEI, F.; IRAVANI, M.; LEHN, P. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2005. v. 20, n. 1, p. 248–257, 2005.
- KENNEDY, J.; BEST, R.; MORROW, D.; FOX, B. Performance evaluation of biodiesel fuelled electrical generation. In: **Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010**. 2010. p. 1–7.
- KRISHNAMURTHY, S.; JAHNS, T.; LASSETER, R. The operation of diesel gensets in a certs microgrid. In: **Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting**. 2008. p. 1–8.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- LIMA, R. L. **Análise de Requisitos Técnicos para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2013.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Control strategies for gas turbine generators for grid connected and islanding operations. In: **Proc. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition**. 2010. p. 1–8.
- Manitoba HVDC Research Centre Inc. PSCAD/EMTDC user's Guide, Version 4.2.1. 2010. Winnipeg, Feb. 2010.
- MARAFÃO, F. P. **Análise e Controle da Energia Elétrica Através de Técnicas de Processamento Digital de Sinais**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2004.
- MCGOWAN, D.; MORROW, D.; MCARDLE, M. A digital PID speed controller for a diesel generating set. In: **Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting**. 2003. v. 3, p. 4 vol. 2666.
- MIRHEIDARI, S.; MOHAMMADPOUR, J.; GRIGORIADIS, K.; FRANCHEK, M. Biodiesel blend estimation based on fuel consumption and engine power. In: **Proc. American Control Conference (ACC)**. 2010. p. 3021–3026.
- NEVES, R. V. A. **Controle de Tensão Terminal e Potência Reativa de um Grupo Motor Gerador Diesel Conectado à Rede de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2013.
- ONS. **Histórico de operação**. 2015.
- PENG, F. Z.; LAI, J.-S. Generalized instantaneous reactive power theory for three-phase power systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, 1996. v. 45, n. 1, p. 293–297, 1996.
- PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, 2005. v. 33, n. 6, p. 787 – 798, 2005.
- PUSHPARAJ, T.; VENKATESAN, C.; RAMABALAN, S. Emission studies on karanja biodiesel fuelled diesel engine with ethanol as additive. In: **Proc. 2012 International Conference on Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM)**. 2012. p. 263–268.

- RASHED, M.; ELMITWALLY, A.; KADDAH, S. New control approach for a pv-diesel autonomous power system. **Electric Power Systems Research**, 2008. v. 78, n. 6, p. 949–956, 2008.
- RAY, P.; MOHANTY, S.; KISHOR, N. Dynamic modeling and control of renewable energy based hybrid system for large band wind speed variation. In: **Proc. IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference**. 2010. p. 1–6.
- REIS, G.; NEVES, R.; AGUIAR, C.; MACHADO, R.; OLIVEIRA, V. A fuzzy control strategy for a diesel generating set under stand-alone and grid-connected operations. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, 2013. Springer US, p. 1–10, 2013.
- REIS, G.; NEVES, R.; AGUIAR, C.; BASTOS, R.; MACHADO, R.; OLIVEIRA, V. Performance improvement of a diesel generating set with fuzzy control for stand-alone and grid-connected operations. In: **Proc. of the World Congress on Engineering and Computer Science (WCECS 2013)**. 2013. p. 241–246.
- REPORT, I. Excitation system models for power system stability studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1981. PAS-100, n. 2, p. 494–509, 1981.
- RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltáicos Conectados à Rede**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- ROSA, A. S. S. **Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2007.
- ROY, S.; MALIK, O. P.; HOPE, G. An adaptive control scheme for speed control of diesel driven power-plants. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1991. v. 6, n. 4, p. 605–611, 1991.
- RUUSKANEN, V.; NIEMELA, M.; PYRHONEN, J.; KANERVA, S.; KAUKONEN, J. Modelling the brushless excitation system for a synchronous machine. **Electric Power Applications, IET**, 2009. v. 3, n. 3, p. 231–239, 2009.
- SALGADO, E. V. **Estudo Comparativo de Teoria de Potências Instantâneas e Aplicações em Filtros Ativos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. T.; OLIVEIRA, M. A. G. Geração distribuída: Discussão conceitual e nova definição. **Revista Brasileira de Energia**, 2008. v. 14, n. 1, p. 47–69, 2008.
- SHAW, I. S.; SIMÕES, M. G. **Controle e Modelagem Fuzzy**. São Paulo: Edgard Blucher LTDA, 1999.
- SLOTINE, J.-J. E.; LI, W. **Applied Nonlinear Control**. New Jersey: Prentice Hall, 1991.

- STAVRAKAKIS, G.; KARINIOTAKIS, G. A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. i. a general multimachine power system model. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1995. v. 10, n. 3, p. 577–583, 1995.
- TEN, C. F.; CROSSLEY, P. Control of multiple distributed generators for intentional islanding. In: **SmartGrids for Distribution IET-CIRED**. 2008. p. 1–4.
- TORRES, M.; LOPES, L. A. C. Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems. In: **Proc. IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)**. 2009. p. 1–6.
- TRINDADE, F.; MEIRA, P.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. Control systems analysis of industrial plants with synchronous generators during islanded operation. In: **Power and Energy Society General Meeting**. 2010. p. 1–8.
- TRINDADE, F. C. L. **Análise dos Sistemas de Proteção e Controle de Instalações Industriais com Geradores Síncronos Durante Operação Ilhada**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2009.
- VIAWAN, F.; KARLSSON, D.; SANNINO, A.; DAALDER, J. Protection scheme for meshed distribution systems with high penetration of distributed generation. In: **Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources**. 2006. p. 99–104.
- VIEIRA, J. C. M. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. **Revista Eletrônica de Energia**, 2011. v. 1, n. 1, p. 3–14, 2011.
- VOLPATO, C. E. S.; CONDE, A. P.; BARBOSA, J. A.; SALVADOR, N. Desempenho de motor diesel quatro tempos alimentado com biodiesel de óleo de soja (b 100). **Ciência e Agrotecnologia**, 2009. v. 33, p. 1125–1130, 08 2009.
- WALLING, R.; MILLER, N. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: **Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**. 2002. v. 1, p. 92–96 vol.1.
- WEI, H.; MIN, R.; YINGQI, T. A fuzzy control system of diesel generator speed. In: **Proc. Power and Energy Engineering Conference**. 2009. p. 1–4.
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power Generation, Operation and Control**. New York: John Wiley and Sons, 1996.
- YEAGER, K. E.; WILLIS, J. R. Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1993. v. 8, n. 3, p. 433–441, 1993.

Apêndices

Parâmetros utilizados nas simulações

A.1 Alimentador principal

Os dados do alimentador principal, dos transformadores, das linhas de transmissão e distribuição, e das cargas locais utilizadas nas simulações são apresentados nas Tabelas 21, 22, 23 e 24, respectivamente.

Tabela 21: Dados do alimentador principal

Nível de curto-circuito	X/R
1000 MVA	22,2%

Tabela 22: Dados dos transformadores

Transformador	Relação de transformação	Potência Aparente [MVA]	Impedância [%]
Tf ₁	69,0/13,80	15,00	$0,667 + j05,330$
Tf ₂	13,8/0,48	1,50	$6,480 + j38,300$
Tf ₃	13,8/0,48	1,25	$5,600 + j48,000$
Tf ₄	13,8/2,40	3,75	$2,440 + j14,800$
Tf ₅	13,8/2,40	2,50	$3,290 + j02,300$
Tf ₆	13,8/0,48	1,00	$8,210 + j57,500$

As impedâncias dos transformadores estão expressas em *pu* nas suas respectivas bases.

A.2 Gerador síncrono

A Tabela 25 apresenta os parâmetros do gerador síncrono utilizados nas simulações, V_n : valor RMS da tensão de linha nominal;

Tabela 23: Dados das linhas

Linha	Impedância [%]	Comprimento [km]
Z_1	$0,151 + j0,296$	3,050
Z_2	$6,065 + j10,15$	4,830
Z_3	$3,564 + j2,661$	0,976
Z_4	$3,976 + j5,127$	2,060
Z_5	$0,423 + j0,154$	0,189
Z_6	$2,560 + j0,332$	0,362
Z_7	$0,732 + j0,095$	0,104
Z_8	$0,104 + j0,135$	0,148

Tabela 24: Dados das cargas conectadas à rede

Carga	P [kW]	Q [kVAr]
L_1	900	0
L_2	900	600
L_3	3200	1900
L_4	1500	1000
L_5	800	470

Tabela 25: Dados do gerador

Parâmetro	Valores	Parâmetro	Valores
V_n	0,48 kV	X_d''	0,295 pu
S_n	1112 kVA	X_q''	0,183 pu
P_n	890 kW	X_l	0,100 %
fp	0,80	T_{do}'	3,0070 s
f	60,00 Hz	T_{do}''	0,0153 s
n	1200 rpm	T_{qo}''	0,0081 s
X_d	2,081 pu	R_a	0,027 pu
X_q	1,144 pu	H	0,4182 s
X_d'	0,193 pu		

S_n : potência aparente nominal;

P_n : potência ativa nominal;

fp: fator de potência;

f: frequência nominal;

n: rotação nominal;

X_d : reatância de eixo direto;

X_q : reatância de eixo em quadratura;

X_d' : reatância transitória de eixo direto;

X_d'' : reatância subtransitória de eixo direto;
 X_q'' : reatância subtransitória de eixo em quadratura;
 X_l : reatância de dispersão da armadura;
 T_{do}' : constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto;
 T_{do}'' : constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto;
 T_{qo}'' : constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto;
 R_a : resistência da armadura;
 H : constante de tempo de inércia;

A.3 Sistema de excitação

Os parâmetros do sistema de excitação e do regulador de tensão utilizados nas simulações são apresentados na Tabela 26.

Tabela 26: Parâmetros do sistema de excitação *brushless* e do regulador de tensão utilizados nas simulações

Parâmetro	Valor [pu]	Parâmetro	Valor [pu]	Parâmetro	Valor [s]
K_F	0,03	V_{E1}	4,8	T_A	0,02
K_C	0,53	V_{E2}	3,6	T_F	1,0
K_D	2,06	V_{RMAX}	12,4	T_E	0,42
K_E	0,22	V_{RMIN}	-11,2	T_B	0
S_{E1}	0,06	V_{AMAX}	14,5	T_C	0
S_{E2}	1,0	V_{AMIN}	-14,5		

O fator de carregamento do retificador varia de acordo com o valor da corrente I_N , caracterizando diferentes modos de operação, conforme mostrado na Tabela 27.

Tabela 27: Fator de carregamento do retificador, conforme IEEE Std 421.5 (2006).

Modo	Equações de regulação do retificador	
1	$I_N < 0,4333$	$F_{EX} = 1 - 0,577I_N$
2	$0,4333 < I_N < 0,75$	$F_{EX} = \sqrt{0,75 - I_N^2}$
3	$0,75 < I_N < 1$	$F_{EX} = 1,732(1 - I_N)$
4	$1 < I_N$	$F_{EX} = 0$

A.4 Atuador mecânico e motor diesel

Os parâmetros do atuador e do motor diesel utilizados, extraídos de Yeager e Willis (1993), são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28: Parâmetros do atuador e do motor diesel

Parâmetro	Valor [s]	Parâmetro	Valor [pu]
T_1	0,25	K_1	1
T_2	0,039	K_2	1
T_3	0,009	$T_{MÍN}$	1,2
T_4	1	$T_{MÍN}$	0
T_5	0,025		

A.5 Motor de indução

Tabela 29: Dados do motor de indução trifásico

Parâmetro	Valor
Eficiência a plena carga	0,9151
Fator de potência a plena carga	0,8895
Escorregamento a plena carga	0,0166
Perdas a vazio [kW]	2,594
Corrente de partida [pu]	6,4961
Torque de partida	1,5921
Torque <i>pull-out</i>	2,65
Escorregamento <i>pull-out</i>	0,0914
Potência aparente nominal [kVA]	137,0
Tensão nominal [V]	480
Corrente nominal [A]	198

A.6 Carga RLC

Tabela 30: Dados da carga ressonante RLC paralela

Parâmetro	Valor
Q_f	1
f	60 [Hz]
V_{fase}	277,13 [V]
$P_{1\phi}$	148224 [W/fase]
R_L	0,518134715 [Ohm/fase]
L_L	0,001374395 [Henry/fase]
C_L	0,005119484 [Farad/fase]