RODOLPHO VILELA ALVES NEVES

Controle de tensão terminal e potência
reativa de um grupo motor gerador diesel
conectado à rede de distribuição

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: Prof^a. Dr^a. Vilma Alves de Oliveira

São Carlos

2013

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

N518c Neves, Rodolpho Vilela Alves
 Controle de tensão terminal e potência reativa de
 um grupo motor gerador diesel conectado à rede de
 distribuição / Rodolpho Vilela Alves Neves;
 orientador Vilma Alves de Oliveira. São Carlos, 2013.

 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, 2013.

 1. Geração distribuída. 2. Geração a diesel. 3.
 Gerador síncrono. 4. Controlador fuzzy. 5. Controle de
 excitação. 6. Controle de potência reativa e tensão
 terminal. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RODOLPHO VILELA ALVES NEVES**.

Título da dissertação: "Controle de tensão terminal e potência reativa de um grupo motor gerador diesel conectado à rede de distribuição".

Data da defesa: 19/03/2013

Comissão Julgadora:

Resultado:

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

APROVADO

Prof. Dr. **Enes Gonçalves Marra**
(Universidade Federal de Goiás/UFG)

Aprovado

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

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

“Durma com ideias, acorde com atitudes”.

Humberto Luiz

Agradecimentos

Primeiramente agradeço à Deus pelas oportunidades que me foram concedidas.

Agradeço também à minha orientadora, Profa. Vilma, pela amizade, confiança, ensinamentos pertinentes ao trabalho e os ensinamentos fora do laboratório, sempre com sábias palavras em momentos oportunos.

Ao Prof. Ricardo, pela amizade, paciência, participação, discussões, correções, sugestões e revisões de métodos necessária para a realização desse trabalho.

Ao Prof. José Carlos V. M. Jr., pelas críticas, sugestões e informações úteis para o enriquecimento deste trabalho.

Aos companheiros do Laboratório de Controle pelos momentos de descontração e ideia compartilhadas, em especial ao Giann, que trabalhou comigo durante todo o tempo, desde a elaboração das ideias, até a finalização do trabalho.

Aos funcionários do SEL pelo pronto atendimento e auxílio nas tarefas que possibilitaram o andamento do trabalho, principalmente a Vera, pelo café sempre bem feito, ao Rui Bertho e ao Odair, por toda ajuda na montagem e confecção de ferramentas e instrumentos.

Aos amigos Breno e Renan, aos moradores da República do Alabama e os outros amigos que fiz em São Carlos, pelos momentos de distração e companheirismo.

Aos meus pais, por toda ajuda que puderam oferecer para que essa etapa da minha vida fosse cumprida.

À minha namorada Liliana, pelas palavras de carinho e por toda paciência durante todos esses anos.

À Fapesp pelo auxílio e financiamento deste projeto através do processo 20170-5/2011 e ao CNPq pela bolsa de estudo concedida.

Resumo

Este trabalho apresenta uma estratégia de controle coordenado para potência reativa e tensão terminal de um grupo moto gerador (GMG) para uso em um sistema de geração distribuída (GD). A partir da construção de uma superfície fuzzy, baseada no comportamento do erro e da derivada do erro de uma malha de controle, foi realizada a sintonia de controladores fuzzy PD+I para potências ativa e reativa e tensão terminal. O controlador coordenado fuzzy PD+I ajusta automaticamente a tensão nos terminais da máquina e a potência reativa fornecidas à rede de distribuição. A estratégia coordenada é dada através de um parâmetro que regula a malha de potência reativa a partir do erro de tensão terminal, priorizando o ajuste da tensão e ponderando a malha de controle de potência reativa. Para avaliar o desempenho do sistema de controle, a GD é conectada a uma rede de distribuição e submetida a eventos como entrada e saída de cargas locais. O conjunto de cargas locais é composto por um motor de indução, uma carga RLC e um retificador trifásico não controlado. Sete cenários foram simulados para avaliar a estratégia de controle em diferentes regimes de operação do GMG. Resultados para tensão terminal, fator de potência e fluxo de potências entre o sistema, as cargas e a rede, ilustram a eficiência da estratégia de controle apresentada. A estratégia de controle coordenado para potência reativa e tensão terminal se mostrou capaz de melhorar os índices de fator de potência controlando o fluxo de potência do barramento em que a GD estava conectada, sem prejudicar a tensão terminal do gerador, mantendo a GD em limites seguros de operação.

Palavras-chave: Geração distribuída, Geração a diesel, Gerador síncrono, Controlador fuzzy, Controle de excitação, Controle de potência reativa e tensão terminal.

Abstract

This work presents a coordinated control strategy to terminal voltage and reactive power for a diesel generation set used as a distributed generation system (DG). From desired control actions, a fuzzy surface was designed for fuzzy PD+I controllers. Fuzzy PD+I controllers automatically adjust the terminal voltage and the reactive power delivered to the grid. The coordinated control strategy weighs the control action for the reactive power through a variable parameter, prioritizing the terminal voltage adjustment. To illustrate the system control performance, the DG is connected to a grid dynamic model and the system is subjected to connection and disconnection of loads at the local bus. The local loads set was composed of an induction machine, a RLC load and an uncontrolled three-phase rectifier. Seven scenarios were simulated to evaluate the control strategy in different DG regime of operation. Results for terminal voltage, power factor and reactive power among the DG, the local loads and the grid, illustrates the control strategy efficiency improved the power factor by regulating the reactive power injected at the bus, maintaining the DG terminal voltage in safe operation limits.

Keywords: Distributed generation, Diesel engine set, Synchronous machine, Fuzzy controller, Excitation control, Reactive power and terminal voltage control.

Lista de Ilustrações

1.1	Estrutura de um sistema de geração com regulador de tensão.	22
2.1	Diagrama do sistema estudado neste trabalho.	25
2.2	Diagrama unifilar do alimentador IEEE (IEEE Std 1547.2, 2009).	26
2.3	Esquema de ligação da carga RLC.	26
2.4	Esquema de ligação do retificador trifásico não controlado.	27
2.5	Diagrama de blocos do modelo do motor a diesel, extraído de Boldea e Nasar (1999).	27
2.6	Modelo do gerador síncrono no eixo direto (a) e no eixo quadratura (b), extraídos de Kundur (1994).	28
2.7	Visão geral do sistema de controle de potência.	30
2.8	Limite da potência aparente através do limite da temperatura do enrolamento da armadura.	31
2.9	Circuito equivalente monofásico do gerador (Kundur 1994).	32
2.10	Diagrama fasorial do circuito equivalente monofásico.	32
2.11	Combinação dos limites da potência aparente através dos limites das temperaturas do enrolamento da armadura e do enrolamento de campo.	34
2.12	Combinação dos limites da potência aparente através dos limites das temperaturas do enrolamento da armadura e das extremidades dos enrolamentos.	34
2.13	Interseção das regiões típicas limites de operação na geração de potência de um gerador síncrono (curva de capacidade de um gerador síncrono).	35
2.14	Sistema de excitação CC com um regulador de tensão amplidina (Kundur, 1994).	36
2.15	Sistema de excitação estática com um retificador não controlado e uma fonte auxiliar genérica.	37
2.16	Sistema de excitação CA com um retificador não controlado, anéis deslizantes e alternador com excitação controlada (Kundur 1994).	37
2.17	Sistema de excitação CA com um retificador controlado, anéis deslizantes e alternador com regulador de excitação (Kundur 1994).	38

2.18	Sistema de excitação CA com um retificador controlado, anéis deslizantes e alternador com regulador de excitação (Kundur 1994).	39
2.19	Diagrama de blocos do modelo AC1A.	40
3.1	Funções de pertinência (a) das entradas e (b) da saída.	44
3.2	Superfície de controle fuzzy.	46
3.3	Sinais de entrada e saída do sistema fuzzy.	46
3.4	Estrutura do controlador PID.	47
3.5	Estrutura do controlador fuzzy P.	48
3.6	Estrutura do controlador fuzzy PD.	49
3.7	Estrutura do controlador fuzzy PDIncremental.	50
3.8	Estrutura do controlador fuzzy PD+I.	51
3.9	Estrutura do controlador fuzzy PD+I com filtro.	52
3.10	Diagrama de controle da potência ativa.	53
3.11	Diagrama de controle de potência reativa e tensão terminal.	54
4.1	Sequência e instantes de ocorrência de cada evento nas simulações.	60
4.2	Definição do sentido das medições do fluxo de potência.	61
4.3	Diagrama referente ao sistema apenas com controle de tensão terminal.	62
4.4	Diagrama referente à segunda configuração de sistema com controle de potência reativa através da referência de tensão terminal.	62
4.5	Diagrama referente à terceira configuração de sistema com controle de tensão terminal e potência reativa.	63
4.6	Diagrama de blocos do controlador coordenado fuzzy PD+I inserido do modelo da excitatriz AC1A, AVR-C.	63
4.7	Diagrama de blocos do “Controlador VAR tipo II” extraído de IEEE Std 421.5-2005.	64
4.8	Curva de limite de fornecimento de potência reativa pelo gerador síncrono e o ponto de operação escolhido para as simulações.	65
4.9	Cenário 1: Potência ativa e reativa com o AVR.	66
4.10	Cenário 1: Tensão terminal e fator de potência com o AVR.	66
4.11	Cenário 2: Potência ativa e reativa com o controlador PI externo.	67
4.12	Cenário 3: Potência ativa e reativa com o CCFPD+I externo.	67
4.13	Cenário 4: Potência ativa e reativa com o AVR-C.	68
4.14	Comparação da tensão terminal e fator de potência para os Cenários 2, 3 e 4.	68
4.15	Cenário 5: Potência ativa e reativa com o controlador PI externo.	69
4.16	Cenário 6: Potência ativa e reativa com o CCFPD+I externo.	69
4.17	Cenário 7: Potência ativa e reativa com o AVR-C.	70
4.18	Comparação da tensão terminal e fator de potência para os Cenários 5, 6 e 7.	70
4.19	Cenário 7: Comportamento da variável alfa para o período de simulação.	71

A.1	Esquema de conexão da rede de distribuição com a GD.	76
A.2	Representação da rede de distribuição no PSCAD.	76
A.3	Cargas utilizadas para testes de desempenho do sistema de controle.	77
A.4	Bloco de controle de torque do MIT.	77
A.5	Configuração da carga RLC utilizada na simulação.	77
A.6	Representação da válvula de combustível e do motor diesel no PSCAD.	78
A.7	Bloco de controle de potência ativa.	78
A.8	Referência do controle de potência ativa.	78
A.9	Controlador fuzzy PD+I para controle de potência ativa.	79
A.10	Cálculo da potência média ativa e reativa fornecida pelo gerador.	79
A.11	Fluxograma do programa implementado em linguagem C.	80
A.12	Representação do modelo de sistema de excitação AC1A do PSCAD.	80
A.13	Controlador PI implementado no PSCAD.	81
A.14	Controle coordenado de tensão terminal e potência reativa implementado no PSCAD para os Cenários 3 e 6.	81
A.15	Diagrama de blocos do AVR-C.	82
A.16	Controlador coordenado de tensão terminal e potência reativa do AVR-C.	82

Lista de Tabelas

3.1	Regras de inferência do sistema fuzzy	45
3.2	Comparação entre os ganhos dos controladores clássicos e controladores fuzzy .	52
4.1	Dados da rede de distribuição e transmissão	58
4.2	Dados do gerador para simulação	59
4.3	Dados do modelo do atuador.	59
4.4	Dados do motor de indução	60
4.5	Dados da carga RLC	60
4.6	Cenários das simulações	64
4.7	Parâmetros do AC1A	64
4.8	Dados do controlador PI.	65

Sumário

1	Introdução	19
2	Descrição do sistema de GD	25
2.1	Rede de distribuição	25
2.2	Cargas locais	25
2.3	Modelo do GMG	27
2.4	Malhas de controle do GMG	29
2.5	Considerações finais	40
3	Estratégia de controle fuzzy para o GMG	43
3.1	Projeto do sistema fuzzy	43
3.2	Controlador fuzzy	46
3.3	Estratégia de controle fuzzy proposta	52
3.4	Considerações finais	55
4	Resultados de simulações da GD na plataforma do PSCAD	57
4.1	Eventos e cenários	58
4.2	Resultados e análise dos resultados	65
4.3	Considerações finais	71
5	Conclusões e trabalhos futuros	73
5.1	Trabalhos futuros	74
A	Ambiente de simulação	75
	Referências	83

Capítulo 1

Introdução

O aumento da demanda por energia aumenta a cada dia em todo o mundo. No Brasil, segundo o Boletim de Carga Mensal de dezembro de 2012 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o aumento da demanda de dezembro/2011 até dezembro/2012 foi de 6,3%. O aumento acumulado dos 12 meses foi de 4,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (ONS 2013). Esse aumento pode ser associado à melhoria da renda da população e da política de desoneração fiscal para aquecer a economia nacional. O maior aumento da evolução de carga foi no subsistema Nordeste. O aumento acumulado dos doze meses no Nordeste foi de 7,4% em relação ao mesmo período do ano de 2011. O subsistema Nordeste situa-se afastado das grandes centrais de geração de energia, localizadas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Nestas circunstâncias, uma grande aliada para centros de consumo de energia distantes dos centros de distribuição é a geração distribuída (GD).

Sistemas de GD são centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas, ou não, pelo ONS (ANEEL 2007a).

Entre os benefícios da GD pode-se destacar a melhoria dos níveis de tensão e redução das perdas de potência em projetos de co-geração (Elkhattam e Salama 2004), além de reduzir investimentos com transmissão de energia em longas distâncias, uma vez que, são instaladas próximas ao local de consumo (Rashed, Elmitwally e Kaddah 2008, Sisworahardjo, El-Sharkh e Alam 2008, Amr, Rady e Badreddin 2010, Ray, Mohanty e Kishor 2010).

O governo nacional através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), elaborou o documento “Procedimentos de Distribuição” (PRODIST), com o objetivo de garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade, confiabilidade e ainda propiciar o acesso aos sistemas de distribuição. Além disso, o governo brasileiro está aos poucos regulamentando o mercado de fontes de energia alternativas no

país.

As fontes alternativas de energia tornaram-se um assunto comentado desde que foi assinado o Protocolo de Kyoto em 1997. O Protocolo de Kyoto é um acordo entre vários países do mundo que visa a redução da emissão de CO₂ e outros gases que agravam o efeito estufa, considerado como causa do aquecimento global. Desde então, os governos têm investido mais em pesquisas para melhoramento da tecnologia destas fontes alternativas como a geração de energia por painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e utilizando combustíveis renováveis, como o biodiesel.

Grupos geradores utilizando combustível diesel têm sido utilizados largamente para reduzir custos em horários de ponta de consumo de energia quando o valor tarifado é maior (McGowan, Morrow e McArdle 2003, Chambers, McGowan e Morrow 2007, Best, Member, Morrow, McGowan e Crossley 2007, Ray et al. 2010) ou como sistemas de *back-up*, devido à sua simplicidade, larga escala de potência de geração e ao baixo custo envolvido na sua aquisição, quando comparado com outras fontes alternativas de potências equivalentes (Rashed et al. 2008, Cooper, Morrow e Chambers 2010). Os geradores a diesel possuem a desvantagem de operarem com combustível fóssil (Akash, Mamlook e Mohsen 1999), indo contra a tendência de diminuição da emissão de gases causadores do efeito estufa. Porém, esta desvantagem pode ser suprimida quando se substitui o diesel por biodiesel com poucas ou nenhuma modificação no equipamento (Mirheidari, Mohammadpour, Grigoriadis e Franchek 2010, Pushparaj, Venkatesan e Ramabalan 2012). Comparado com os sistemas a diesel convencionais, o biodiesel fornece uma energia renovável que emite níveis muito menores de poluentes quando utilizados (Kennedy, Best, Morrow e Fox 2010, Best, Kennedy, Morrow e Fox 2011). Ao associar o sistema de geração a diesel com o biodiesel, obtém-se uma alternativa interessante para sistemas de GD (Kennedy et al. 2010, Best et al. 2011).

O grupo gerador diesel (GMG) é formado por um motor diesel com um gerador síncrono acoplado ao eixo. O motor diesel possui um regulador de velocidade que ajusta a velocidade de rotação do sistema de acordo com a velocidade síncrona do gerador. O regulador de velocidade atua no motor através do controle da válvula de combustível. Quanto maior a abertura da válvula, maior é a velocidade que o motor vai girar ou maior é o torque sobre o seu eixo.

Ao utilizar o GMG como sistema de GD são necessários cuidados especiais por se tratar de um gerador síncrono. Um sistema elétrico de potência (SEP), normalmente, é baseado em geradores síncronos, ou seja, a maior parte da geração destes sistemas é feita por máquinas síncronas. Sendo assim, é necessário que haja algumas condições para uma operação estável do sistema como a sincronia de todos os geradores síncronos conectados à rede e o controle da tensão dos barramentos dessa rede, caso contrário, o sistema pode sofrer instabilidades de ângulo ou de tensão. No caso da GD, manter o sincronismo com a rede não é o grande problema por se tratar de um sistema de geração muito menor do que

os outros conectados à rede. Por outro lado, a estabilidade da tensão pode ser afetada pelo controle de tensão do gerador conectado ao barramento. Caso estabilidade de tensão seja afetada, pode comprometer grandes áreas do sistema (Kundur 1994).

Segundo Kundur (1994), a estabilidade de tensão é a capacidade do sistema elétrico de potência de manter níveis aceitáveis de tensão em todos os barramentos do sistema quando operando sob condições normais e depois de serem afetados por um distúrbio. Um sistema entra em instabilidade de tensão quando um distúrbio, ou aumento na demanda da rede, ou alguma mudança nas condições do sistema causa uma progressiva e incontrollável queda de tensão. A principal causa dessa instabilidade é a incapacidade do sistema de suprir a demanda de reativo da nova condição do sistema (Kundur 1994).

A instabilidade de tensão acontece quando as unidades geradoras não são capazes de fornecer a potência reativa exigida pela rede, ou seja, quando, em um barramento, há quedas progressivas na tensão enquanto a potência reativa injetada naquele barramento aumenta ou quando a tensão no barramento aumenta e o consumo de reativo diminui. Em outras palavras, quando as variações da tensão e da potência reativa possuem os mesmos sentidos o sistema está estável no ponto de vista da tensão e se as variações forem em sentidos opostos, o sistema está instável mesmo que seja apenas em um barramento de toda a rede.

A instabilidade de tensão é um fenômeno essencialmente local, mas pode causar perturbações dos barramentos vizinhos e evoluir para um colapso de tensão. O colapso de tensão é um evento que, acompanhado da instabilidade de tensão, leva a níveis inaceitáveis a tensão em parte do sistema, realizando um efeito de desligamento de cargas em cascata (Kundur 1994). Quanto mais próximo do limite de geração o SEP está operando, mais susceptível a instabilidade será (Bretas, Martins, Alberto e Guedes 2003).

Problemas com estabilidade de sistema elétricos de potência têm sido objeto de pesquisas por anos (Eker e Altas 2007). É sabido que entradas e saídas de cargas do SEP afetam a tensão nos barramentos e a frequência que o sistema está operando, fazendo com que estes oscilem próximo ao ponto de operação nominal. Quando estas oscilações são grandes e a resposta natural do sistema é lenta, o SEP pode se tornar instável resultando em danos e até na queda do sistema (Eker e Altas 2007). Os sistemas de excitação dos geradores síncronos, conectados à rede, têm um papel importante no aumento da estabilidade de SEP (Kundur 1994, Bulic, Sumina e Miskovic 2010) e da qualidade de energia (Gunes e Dogru 2010). Através de reguladores automáticos de tensão, do inglês *Automatic Voltage Regulator* (AVR), a tensão terminal nos terminais do gerador síncrono é controlada. O AVR, a partir de uma tensão de referência e da medição da tensão terminal, fornece um sinal de controle para a excitatriz, controlando a corrente ou a tensão de excitação nos enrolamentos de campo do gerador. A Fig. 1.1 apresenta uma configuração típica de sistema de geração com regulador de tensão.

Um comportamento adequado na tensão terminal da conexão, na potência reativa

Figura 1.1: Estrutura de um sistema de geração com regulador de tensão.

fornecida e no fator de potência (FP) que o gerador controla é devido ao uso de uma estratégia de controle eficaz de seu sistema de excitação (Bulic et al. 2010). Parâmetros de controle dos sistemas de excitação têm importante papel na resposta e estabilidade do SEP. Sendo assim, estes parâmetros precisam ser configurados e sintonizados para que o controlador responda o mais rápido possível quando houver perturbações no sistema (Eker e Altas 2007). Os reguladores automáticos de tensão convencionais têm sido ajustados por muito tempo utilizando modelos lineares de máquinas síncronas. Entretanto, a máquina síncrona, seu sistema de excitação e os atuadores mecânicos possuem comportamento não linear (Cooper, Morrow e Chambers 2009, Cooper et al. 2010). Sendo assim, um sistema de controle baseado em modelos lineares, que são eficientes apenas no ponto de operação da linearização, resulta em um AVR com um controlador linear configurado apenas para aquele sistema e não responderá de maneira satisfatória para toda a faixa de operação do sistema não linear (Eker e Altas 2007).

Muitos estudos têm desenvolvido AVRs adaptativos ou com sintonia automática para que o controlador tenha respostas rápidas e mais precisas nos pontos de operação que podem causar instabilidade do SEP (Eker e Altas 2007). Outra tendência para controladores de sistemas de excitação é o uso de inteligência computacional (Bulic et al. 2010), nos quais controladores baseados em lógica fuzzy têm se destacado e despertado interesse dos pesquisadores em SEP (Eker e Altas 2007).

Trabalhos com controladores fuzzy aplicados em máquinas elétricas tiveram início na década de 90 e desde então os tipos e as topologias de sistemas de controladores fuzzy foram tornando-se mais versáteis e com melhores desempenhos. A princípio, os sistemas fuzzy eram utilizados para atualizar sinais de referência ou ajustar ganhos dos controladores clássicos (Su, Hwung e Lii 1997). Em outros trabalhos, o sistema fuzzy selecionava qual sistema de controle, tensão terminal ou fator de potência, atuaria em determinado momento do funcionamento do GMG (Wallace e Kiprakis 2002, Kiprakis e Wallace 2004). Posteriormente, os sistemas fuzzy foram implementados nos sistemas de controle para substituir os controladores clássicos, resultando em controladores mais rápidos, operando em modo isolado (Hasan, Martis e Ula 1994, Eker e Altas 2007), ou

conectado à rede de distribuição (Soundarrajan e Sumathi 2011, Gunes e Dogru 2010).

A motivação deste trabalho é manter a operação eficaz de um sistema de geração a diesel conectado em um barramento como módulo de geração distribuída sem exceder seus limites de geração e, conseqüentemente, danificar o sistema de geração ou afetar a estabilidade do sistema. Além disso, fornecer potência reativa para o barramento que a GD está conectada, minimizando perdas por efeito Joule nas linhas de transmissão e distribuição de energia que chegam nesta unidade de GD. A operação eficaz do controle deve:

- Respeitar limites aceitáveis da tensão nos terminais de conexão, para que não haja danos nos aparelhos elétricos conectados à rede ou a GD cause instabilidade no sistema.
- Possibilitar que o sistema de transmissão possa operar transmitindo maior parcela de potência ativa, ou fornecendo potência reativa para o barramento, minimizando perdas no sistema de transmissão.

Utilizando um controlador com lógica fuzzy, objetiva-se:

- Manter níveis aceitáveis de tensão e fator de potência pelo sistema de operação através do controle de tensão terminal e potência reativa da GD.
- Controlar a potência ativa que a GD fornece à rede de distribuição através do mesmo sistema de lógica fuzzy.

A dissertação está organizada em 5 capítulos. No Capítulo 2 são apresentados os aspectos gerais do sistema de geração distribuída, do sistema de excitação e dos limites de operação de geradores síncronos. No Capítulo 3 são apresentados tipos de controladores fuzzy, a superfície de controle elaborada para os controladores e a estratégia de controle proposta para tensão terminal, potência reativa e potência ativa. O Capítulo 4 apresenta os parâmetros de configuração de todo o sistema construído, os cenários utilizados nas simulações, os resultados para estes cenários comparando o desempenho de um controlador convencional com a estratégia de controle proposta e a análise destes resultados. Por último, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho e idealização de trabalhos futuros.

Descrição do sistema de GD

O sistema estudado neste trabalho é composto por um GMG conectado à uma rede de distribuição e transmissão e um conjunto de cargas locais por meio de um ponto comum de conexão (PCC) como mostra a Fig. 2.1. O PCC é composto pelo GMG, cargas locais e a rede de distribuição e transmissão recomendada para aplicações de geração distribuída (IEEE Std 1547.2 2009).

Figura 2.1: Diagrama do sistema estudado neste trabalho.

2.1 Rede de distribuição

A rede é composta por um alimentador principal de 1000 MVA operando em 69 kV. A Fig. 2.2 apresenta a configuração radial da rede, composta por linhas curtas e conectado a um barramento de 13,8 kV, dividido em três ramos, totalizando $7,3 \text{ MW} + j3,97 \text{ MVar}$ de cargas. A GD é conectada no barramento 3.

2.2 Cargas locais

A operação estável de um sistema elétrico depende da capacidade desse sistema em encontrar o ponto de operação no qual a potência requisitada pelas cargas seja fornecida

Figura 2.2: Diagrama unifilar do alimentador IEEE (IEEE Std 1547.2, 2009).

pelas unidades geradoras (Kundur 1994). A maioria das cargas conectadas ao sistema elétrico possuem respostas rápidas para mudanças em níveis de tensão e frequência e atingem seu regime estacionário rapidamente (Kundur 1994). As características dinâmicas das cargas têm uma grande influência no comportamento do GMG. Para representar algumas cargas típicas encontradas na rede de distribuição foram escolhidas três cargas com diferentes respostas dinâmicas, um motor de indução trifásico (MIT), uma carga RLC e um retificador não controlado trifásico.

Motores de indução consomem cerca de 60% de toda energia elétrica gerada pelo sistema elétrico devido à grande aplicação em processos industriais e domésticos. O esquema de ligação da carga RLC é exibido na Fig. 2.3.

Figura 2.3: Esquema de ligação da carga RLC.

Os retificadores não controlados estão presentes nas fontes de computadores e outros equipamentos que são alimentados por tensão contínua. A Fig. 2.4 ilustra um esquema de ligação para um retificador trifásico não controlado. A retificação da corrente que passa por essa carga é composta por harmônicos de 6ª e 12ª ordem devido ao chaveamento da tensão pelos diodos (Mohan, Underland e Robbins 1997).

Figura 2.4: Esquema de ligação do retificador trifásico não controlado.

2.3 Modelo do GMG

Modelo do motor a diesel e seus atuadores

O modelo da planta geradora é composta por um motor a diesel e um gerador síncrono. A Fig. 2.5, extraída de Boldea e Nasar (1999), exibe o diagrama de blocos da representação do motor a diesel e a dinâmica de seu atuador utilizados neste trabalho. A entrada do diagrama, *Gate*, representa a abertura da válvula de combustível e é fornecida pela malha de controle de velocidade, cuja ativação é dada de forma automática segundo o modo de operação que o GMG se encontra naquele dado instante. A dinâmica da válvula de combustível é modelada por um modelo de 3ª ordem com ganhos K_1 e K_2 e constantes de tempo T_1 , T_2 , T_3 e T_4 . O motor a diesel é modelado por um atraso cuja constante de tempo é dada por T_5 . A saída do modelo do motor é o torque mecânico, que transfere a energia mecânica do motor diesel para o gerador síncrono, limitado por valores mínimo e máximo que o motor pode suprir, dado por T_{min} e T_{max} .

Figura 2.5: Diagrama de blocos do modelo do motor a diesel, extraído de Boldea e Nasar (1999).

Modelo do gerador síncrono

O gerador síncrono é composto pelo estator e o rotor. O estator é a parte fixa do gerador síncrono, onde estão fixados os enrolamentos de armadura. Neste enrolamento circula corrente alternada e é através do estator que o gerador fornece energia aos equipamentos ou o motor recebe energia da rede. O rotor é a parte girante que fica acoplado ao eixo do gerador. No rotor está presente o enrolamento de campo, responsável por excitar o campo da máquina síncrona. Quando é aplicada corrente no enrolamento de armadura, a interação do campo magnético gerado pelo enrolamento da armadura e o enrolamento de campo produz um torque mecânico no eixo da máquina. Quando é aplicado um torque no eixo da máquina síncrona, a interação com o campo magnético induzido pelo enrolamento de campo induz uma tensão no enrolamento da armadura do gerador.

As máquinas síncronas são uma das principais geradoras de energia elétrica em sistemas de potência pois possuem a capacidade de trocar potência reativa com a rede para controlar os níveis de tensão e o fator de potência. Além disso, esse tipo de gerador pode ser movido por forças de diferentes natureza como hidráulica, vapor, diesel ou biodiesel (Kundur 1994). O gerador síncrono foi representado neste trabalho por um modelo de máquina síncrona obtido na biblioteca do *software* PSCAD® que foi extraído de Kundur (1994). O modelo do gerador em transformada $dq0$ é ilustrado na Fig. 2.6.

Figura 2.6: Modelo do gerador síncrono no eixo direto (a) e no eixo quadratura (b), extraídos de Kundur (1994).

No modelo $dq0$ da máquina síncrona, e_d e e_q são as tensões de fase do estator para os eixos direto e quadratura respectivamente, enquanto e_{fd} é a tensão no enrolamento de campo. Os termos com os índices fd referem-se aos elementos do enrolamento de campo e os termos com os índices $1d$ e $1q$ referem-se aos elementos dos enrolamentos de amortecimento no eixo direto e quadratura. R_{fd} é a resistência do circuito do rotor, R_a é a resistência de armadura por fase, R_{1d} e R_{1q} são as resistências do circuito de amortecimento, L_{1d} e L_{1q} são as indutâncias do circuito de amortecimento, L_l é a indutância de dispersão, L_{ad} , L_{aq} são as indutâncias mútuas e $L_{f1d} - L_{ad}$ representa o fluxo magnético entre o enrolamento de campo e o enrolamento amortecedor.

As equações para o estator dos modelos da Fig. 2.6 são:

$$e_d = \dot{\psi}_d - R_a i_d \quad (2.1)$$

$$e_q = \dot{\psi}_q - R_a i_q \quad (2.2)$$

$$e_0 = \dot{\psi}_0 - R_a i_0. \quad (2.3)$$

As equações para o rotor dos modelos da Fig. 2.6 são:

$$e_{fd} = \dot{\psi}_{fd} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.4)$$

$$0 = \dot{\psi}_{1d} + R_{1d}i_{1d} \quad (2.5)$$

$$0 = \dot{\psi}_{1q} + R_{1q}i_{1q}. \quad (2.6)$$

Os termos $\dot{\psi}_d$, $\dot{\psi}_q$, $\dot{\psi}_0$, $\dot{\psi}_{fd}$ e $\dot{\psi}_{1q}$, presentes em (2.1)-(2.6), representam a variação do fluxo concatenado, dados por:

$$\dot{\psi}_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}\dot{i}_{fd} + L_{ad}\dot{i}_{1d} \quad (2.7)$$

$$\dot{\psi}_q = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}\dot{i}_{1q} \quad (2.8)$$

$$\dot{\psi}_0 = -L_0\dot{i}_0 \quad (2.9)$$

$$\dot{\psi}_{fd} = L_{ffd}\dot{i}_{fd} + L_{f1d}\dot{i}_{1d} - L_{ad}\dot{i}_d \quad (2.10)$$

$$\dot{\psi}_{1d} = L_{f1d}\dot{i}_{fd} + L_{11d}\dot{i}_{1d} - L_{ad}\dot{i}_d \quad (2.11)$$

$$\dot{\psi}_{1q} = L_{11q}\dot{i}_{1q} - L_{aq}\dot{i}_q \quad (2.12)$$

na qual,

$$L_{fd} = L_{ffd} - L_{f1d} \quad (2.13)$$

$$L_{1d} = L_{11d} - L_{f1d} \quad (2.14)$$

$$L_{1q} = L_{11q} - L_{aq}. \quad (2.15)$$

2.4 Malhas de controle do GMG

As malhas de controle do GMG e a localização dos pontos de medição dos sinais de tensão e corrente são exibidos na Fig. 2.7. A partir dos terminais do gerador, são extraídos sinais de tensão e corrente das três fases que servirão para calcular as variáveis potência ativa (P_{ger}), potência reativa (Q_{ger}) e tensão terminal (V_t), necessárias para suas respectivas malhas de controle.

O controle de potência ativa de um gerador síncrono está relacionado ao controle de frequência e o controle de potência reativa com o controle de tensão terminal. A frequência e a tensão terminal constantes são importantes fatores para se determinar parâmetros de qualidade de energia elétrica, por isso os controles de potência ativa e reativa são importantes para um desempenho satisfatório e equilibrado da rede (Kundur 1994).

2.4.1 Controle de potência ativa do GMG

A mudança de carga nos terminais do gerador reflete instantaneamente no torque elétrico de saída (T_e) da máquina, fazendo com que haja um desequilíbrio entre o torque

Figura 2.7: Visão geral do sistema de controle de potência.

mecânico (T_m) e o torque elétrico do gerador, provocando uma aceleração, ou desaceleração, dada por:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (2.16)$$

na qual T_a é o torque de aceleração dado em Nm , J é o momento de inércia do sistema motor gerador e ω é a velocidade angular do rotor, resultando em uma variação da velocidade do sistema quando $T_a \neq 0$ (Kundur 1994).

O gerador síncrono operando isolado, sem presença da rede, funciona no modo de controle velocidade. Quando se opera dessa maneira, toda entrada de carga gera uma aceleração negativa ($T_a < 0$) e saída de carga gera uma aceleração positiva ($T_a > 0$) resultante do desequilíbrio da Eq. 2.16. O controle de velocidade então ajusta T_m para reduzir essa aceleração, corrigindo a velocidade para o ponto de referência configurado e, consequentemente, restaurando a frequência de geração.

Entretanto, quando conectado a rede, o gerador funciona no modo controle de potência ativa. A partir da alteração de T_m , a rede, barramento infinito, absorverá toda sua potência gerada, fornecendo um conjugado elétrico suficiente para não acelerar a unidade de geração ($T_a = 0$).

2.4.2 Controle de potência reativa e tensão terminal do GMG

Geradores síncronos podem gerar ou absorver potência reativa dependendo da tensão de excitação contínua aplicado ao enrolamento de campo. Quando sobreexcitado, a tensão induzida no enrolamento de armadura é maior que a tensão terminal, ele fornece potência reativa, e quando subexcitado, tensão induzida no enrolamento da armadura abaixo da

tensão terminal, absorve potência reativa. Essa capacidade de injetar ou retirar reativos é limitada pela corrente do enrolamento de campo, corrente do enrolamento da armadura e os limites de aquecimento da máquina (Al-Hamrani, Von Jouanne e Wallace 2002).

Limite da corrente de armadura

A corrente que circula por um enrolamento da armadura (I_a) aquece a bobina quando passa pela resistência de armadura (R_a) através do efeito Joule dado por $R_a I_a^2$. Por isso, I_a deve ser limitada para que o gerador não ultrapasse o limite de aquecimento do enrolamento, conservando a integridade da máquina e seu funcionamento. Quando a corrente de armadura é limitada, limita-se também a potência aparente ($|S|$) produzida pelo gerador síncrono.

A potência aparente é dada por:

$$|S| = |P + jQ| = |E_t| |I_a| (\cos(\phi) + j\sin(\phi)) \quad (2.17)$$

na qual ϕ é o ângulo do fator de potência. A potência aparente é máxima para o valor máximo que a corrente I_a pode alcançar. A Fig. 2.8 exibe o limite de potência aparente para um gerador síncrono.

Figura 2.8: Limite da potência aparente através do limite da temperatura do enrolamento da armadura.

O semicírculo em destaque na Fig. 2.8 representa o valor máximo que a potência aparente pode atingir sem exceder o limite de aquecimento dos enrolamento da armadura. O ponto A está posicionado sobre o $FP = \cos(\phi) = 0,0707$ ($\phi = 45^\circ$), onde a potência ativa e reativa possuem o mesmo valor em p.u. ($P_A = Q_A$) e a sistema está sobreexcitado. O ponto B está sobre o eixo da potência ativa ($FP = 1$), ou seja, o gerador só fornece

potência ativa ($P_B = 1$ p.u.) ao sistema e o ponto C está no ponto em que o gerador absorve potência reativa e fornece potência ativa ($\phi < 0$ e FP adiantado), operando subexcitado.

Limite da corrente de campo

Por causa do efeito Joule, o enrolamento do rotor é aquecido quando a corrente de campo I_{fd} passa pela resistência da bobina (R_{fd}). O aquecimento dado por $R_{fd}I_{fd}^2$ impõe outra limitação no fornecimento de potência reativa pelo gerador síncrono.

A máquina síncrona pode ser representada pelo modelo equivalente monofásico, que representa a máquina em regime permanente (Kundur 1994), apresentado na Fig. 2.9, na qual E_{fem} representa a tensão induzida nos enrolamentos da armadura, dada por $X_{ad}i_{fd}$ na qual X_{ad} é a reatância de magnetização do estator, e V_t é a tensão nos terminais de conexão da máquina. O elemento X_s é chamada reatância síncrona (Kundur 1994). Analisando o circuito equivalente da Fig. 2.9, é obtido o diagrama fasorial do sistema de excitação, apresentado na Fig. 2.10, considerando V_t como referência.

Figura 2.9: Circuito equivalente monofásico do gerador (Kundur 1994).

Figura 2.10: Diagrama fasorial do circuito equivalente monofásico.

O ângulo δ , entre V_t e E_{fem} , é o ângulo de potência (Fitzgerald, Kingsley e Umans 2002). Se $\delta > 0$ a máquina opera como gerador e quando $\delta < 0$, a máquina opera como motor. Equacionando os componentes da tensão induzida E_{fem} no eixo real e imaginário, têm-se que:

$$\begin{aligned} E_{fem} \sin(\delta) &= X_{ad} i_{fd} \sin(\delta) \\ &= X_s I_a \cos(\phi) \end{aligned} \quad (2.18)$$

$$\begin{aligned} E_{fem} \cos(\delta) &= X_{ad} i_{fd} \cos(\delta) \\ &= V_t + X_s I_a \sin(\phi). \end{aligned} \quad (2.19)$$

Rearranjando (2.18) e (2.19):

$$I_a \cos(\phi) = \frac{X_{ad} i_{fd} \sin(\delta)}{X_s} \quad (2.20)$$

$$I_a \sin(\phi) = \frac{X_{ad} i_{fd} \cos(\delta) - V_t}{X_s}. \quad (2.21)$$

A potência ativa e reativa são dadas por:

$$P = V_t I_a \cos(\phi) \quad (2.22)$$

$$Q = V_t I_a \sin(\phi). \quad (2.23)$$

Substituindo (2.21) e (2.20) em (2.22) e (2.23), obtém-se:

$$P = V_t \frac{X_{ad} i_{fd} \sin(\delta)}{X_s} \quad (2.24)$$

$$Q = V_t \frac{X_{ad} i_{fd} \cos(\delta) - V_t}{X_s}. \quad (2.25)$$

A relação entre a potência ativa e reativa é dada por um círculo com centro em V_t^2/X_s , sobre o eixo Q e com o raio $(X_{ad}/X_s)V_t i_{fd}$. O efeito dessa limitação de aquecimento da corrente do rotor é exibida na Fig. 2.11.

O tracejado vermelho da Fig. 2.11 representa o limite de aquecimento do enrolamento de armadura e a linha laranja representa o limite de aquecimento do enrolamento do rotor. O ponto A, onde os dois limites se interceptam, é o ponto registrado nos dados de placa do gerador síncrono (Kundur 1994). O limite de operação do gerador síncrono é a interseção destes dois limites com o limite de aquecimento da máquina.

Limite de aquecimento nas extremidades dos enrolamentos

O aquecimento nas extremidades dos enrolamentos da armadura é a causa do terceiro limite de operação. Ao entrar perpendicularmente às placas do circuito magnético, o fluxo disperso no final dos enrolamentos da armadura gera correntes parasitas que aquecem determinadas regiões onde os enrolamentos terminam. Quando a corrente no enrolamento de campo do gerador é grande, correspondente ao sistema sobreexcitado, o fluxo disperso é pequeno, produzindo correntes parasitas menores. Porém, quando o gerador está subexcitado, a corrente no rotor é menor, permitindo que a dispersão de fluxo seja maior

Figura 2.11: Combinação dos limites da potência aparente através dos limites das temperaturas do enrolamento da armadura e do enrolamento de campo.

(Kundur 1994). Ainda, na operação subexcitada, o fluxo do enrolamento de armadura soma-se ao fluxo do enrolamento de campo, aumentando o fluxo magnético nas extremidades e, com isso, limitando a potência entregue nos terminais da máquina síncrona. A Fig. 2.12 apresenta o diagrama PQ com a representação do limite de aquecimento das extremidades dos enrolamentos.

Figura 2.12: Combinação dos limites da potência aparente através dos limites das temperaturas do enrolamento da armadura e das extremidades dos enrolamentos.

A interseção dos três limites de aquecimento resulta em um diagrama que limita a produção de potência ativa e reativa para um gerador síncrono. A Fig. 2.13 exhibe a interseção das três regiões limites de operação de um gerador síncrono.

O controle de potência reativa e tensão terminal atua sobre um sistema de excitação que fornece tensão, ou corrente, de excitação do enrolamento de campo, controlando o ponto de operação da tensão e do fator de potência nos terminais do gerador.

Figura 2.13: Interseção das regiões típicas limites de operação na geração de potência de um gerador síncrono (curva de capacidade de um gerador síncrono).

2.4.3 Excitatriz da máquina síncrona

O sistema de excitação, ou excitatriz, de uma máquina síncrona é responsável por fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo e, associado a um sistema de controle, é possível controlar a tensão terminal e a potência reativa fornecida pelo gerador síncrono. Ainda, o controlador pode garantir que algumas condições de funcionamento não sejam atingidas, protegendo o sistema de geração e outros equipamentos ligados a ele (Kundur 1994).

Os primeiros sistemas de excitação eram coordenados por operadores para que o sistema de geração atingisse a tensão terminal desejada e suprisse a potência reativa exigida pela carga conectada à rede. Quando os primeiros controladores automáticos foram aplicados ao sistema de excitação eram lentos e praticamente só serviam para auxiliar o operador (controlador manual). No começo de 1920 os controladores de excitação ganharam visibilidade com aplicação para pequenos sinais e estabilidade de transitórios, atraindo mais pesquisas por excitatrizes e reguladores de tensão mais rápidos. Os sistemas de excitação mais modernos são capazes de obter respostas praticamente instantâneas, respeitando os limites de operação dos geradores (Kundur 1994).

Para controlar a tensão terminal e a potência reativa fornecida nos terminais do gerador síncrono são utilizados sistemas de excitação do enrolamento de campo. Os sistemas de excitação podem ser classificados como excitação CC, excitação estática e excitação CA.

Excitação CC

Utiliza um gerador de corrente contínua para suprir o sistema de excitação através de um comutador (escova) (IEEE Std 421.5 2005).

Os sistemas de excitação CC foram largamente utilizados entre os anos de 1920 e 1960. Atualmente poucas máquinas estão sendo equipadas com esse sistema, que foram substituídos pelos sistemas estáticos e CA. A Fig. 2.14 mostra como acontece a excitação CC para geradores síncronos.

Figura 2.14: Sistema de excitação CC com um regulador de tensão amplidine (Kundur, 1994).

No sistema apresentado na Fig. 2.14, o amplidine aumenta ou diminui a tensão de campo do gerador CC da mesma forma que um conversor “buck-boost”, controlando a excitação de maneira automática. Caso não haja o amplidine, a excitação do gerador CC é regulada através do reostato no enrolamento de campo da excitatriz CC (Kundur 1994).

Excitação estática

Utiliza enrolamentos de transformadores ou geradores auxiliares e retificadores (controlados ou não controlados) para fornecer corrente contínua ao enrolamento (IEEE Std 421.5 2005). Os retificadores fornecem a corrente contínua, através de escovas, diretamente ao enrolamento de campo do gerador síncrono. A alimentação dos retificadores pode ser proveniente do gerador síncrono, através de transformadores abaixadores ou, em alguns casos, por enrolamentos auxiliares que compõem o gerador.

A Fig. 2.15 mostra um esquema de uma excitatriz estática com retificador não controlado e uma fonte auxiliar genérica.

Excitação CA

Utiliza um alternador e um retificador estático ou rotativo para produzir corrente contínua necessária para o campo do gerador (IEEE Std 421.5 2005). Geralmente, o alternador encontra-se no mesmo eixo do gerador síncrono. A tensão entregue pelo alter-

Figura 2.15: Sistema de excitação estática com um retificador não controlado e uma fonte auxiliar genérica.

nador é retificada, por retificadores controlados ou não controlados, para suprir a corrente contínua necessária no enrolamento de campo do gerador (Kundur 1994).

Os sistemas de excitação CA podem ser construídos de várias formas dependendo da disposição dos retificadores, do método de controle da fonte da excitatriz e da própria fonte de excitação.

Sistema de retificação estática: Quando se utiliza retificação estática, a corrente contínua chega no enrolamento de campo do gerador síncrono através das escovas de comutação (anéis deslizantes). Para retificadores não controlados, o regulador de tensão controla a tensão fornecida pelo alternador e, conseqüentemente, a amplitude da tensão que será retificada. Essa configuração é apresentada na Fig. 2.16.

Figura 2.16: Sistema de excitação CA com um retificador não controlado, anéis deslizantes e alternador com excitação controlada (Kundur 1994).

Os reguladores de tensão controlam o ângulo de disparo dos tiristores que alimentam o enrolamento de campo do alternador. Esse enrolamento é alimentado pela própria tensão fornecida pelo alternador. Com a presença dos retificadores estáticos não controlados, o

controle da tensão aplicada no enrolamento de campo do gerador síncrono é feito pelo controle da tensão induzida nos terminais do alternador.

Para retificadores controlados, o regulador de tensão controla a tensão de saída dos tiristores pelo ângulo de disparo. A Fig. 2.17 apresenta a arquitetura do sistema de excitação CA com uso de tiristores.

Figura 2.17: Sistema de excitação CA com um retificador controlado, anéis deslizantes e alternador com regulador de excitação (Kundur 1994).

No esquema da Fig. 2.17 o alternador é auto-excitado pela tensão de seus terminais. A tensão de excitação do alternador é controlada por um regulador de excitação através de tiristores. Os reguladores de tensão terminal do gerador síncrono atuam no ângulo de disparo dos retificadores conectados nos anéis deslizantes. Por atuar diretamente no retificador que alimenta o enrolamento de campo do gerador síncrono, esta configuração do sistema de excitação possui um tempo de resposta menor do que o outro sistema de excitação CA apresentado anteriormente. Porém, o uso dos anéis deslizantes trazem algumas desvantagens como a alta taxa de manutenção dos anéis e a limitação da potência que estes sistemas podem fornecer.

Sistema de retificação rotativa: Com o uso de sistema rotativos de excitação, a necessidade dos anéis deslizantes e das escovas coletoras são eliminadas. A corrente contínua é fornecida diretamente ao enrolamento de campo do gerador síncrono. A Fig. 2.18 apresenta a estrutura do sistema de excitação CA rotativo conhecido na literatura como *brushless* (em português, “sem escovas”).

A Fig. 2.18 mostra que a armadura da excitatriz CA e o sistema de retificação estão acoplados no eixo do gerador síncrono, não existindo ligações físicas entre os sistemas. Um sistema de excitação auxiliar, com um ímã permanente acoplado no rotor (bloco NS) gira junto com a armadura da excitatriz e os retificadores. Os terminais da armadura do sistema auxiliar alimentam o enrolamento de campo da excitatriz rotativa através de um banco de tiristores controlados pelo regulador de tensão terminal. O regulador de tensão controla a tensão terminal através do ângulo de disparo dos tiristores estáticos e

Figura 2.18: Sistema de excitação CA com um retificador controlado, anéis deslizantes e alternador com regulador de excitação (Kundur 1994).

consequentemente a excitação do campo da excitatriz, que por sua vez controla a tensão no enrolamento de campo do gerador síncrono.

O sistema de excitação *brushless* foi desenvolvido pensando em aplicações de grande porte, nas quais os enrolamentos de campo podem consumir potências da ordem de megawatts. Os sistemas de excitação que utilizam anéis e escovas também podem ser utilizados para esse porte de geração, porém necessitam de uma alta taxa de manutenção. As excitatrizes *brushless* eliminam os anéis girantes e assim toda corrente é conduzida por interações magnéticas (Gunes e Dogru 2010).

Além de um tempo de resposta maior do que os sistemas de excitação estáticos, os sistemas *Brushless* não permitem que a corrente e a tensão de excitação de campo do gerador principal sejam medidas.

Neste trabalho optou-se pela utilização do sistema de excitação CA devido ao tipo de equipamento que o Laboratório de Controle (LAC) e o Laboratório de Fontes Alternativas e Processamento de Energia (LAFAPE) possuem para uma futura validação dos resultados que serão apresentados.

Os sistemas de excitação CA possuem diferentes características e modelos dependendo do tipo de sistema que foi construído. O tipo de excitatriz disponível pelos laboratórios são os sistemas CA com campo auxiliar para excitação. O modelo deste sistema é referenciado na literatura como AC1A (IEEE Std 421.5 2005). A Fig. 2.19 apresenta o diagrama de blocos do modelo da excitatriz AC1A.

O erro e_V é obtido através da diferença entre a tensão terminal de referência V_{REF} e a soma do sinal da tensão medido nos terminais do gerador (V_C) e do sinal de tensão de estabilização V_F . Caso haja um estabilizador de sistema, do inglês *Power System Stabilizer*, ainda é somado o sinal do estabilizador (V_S). O sinal do erro passa por um controlador avanço-atraso que envia o sinal de controle para o regulador de tensão. A tensão do regulador é limitada de acordo com as especificações do sistema com limite superior e inferior, V_{AMAX} e V_{AMIN} , respectivamente. Se os limitadores de sobreexcitação e sub

diagrama de blocos do modelo de excitatriz utilizado no trabalho (excitatriz CA *brushless* AC1A) foi apresentado na Seção 2.4.3.

Capítulo 3

Estratégia de controle fuzzy para o GMG

Sistemas fuzzy são conhecidos pela sua capacidade de interpretar valores linguísticos e tomar decisões através de inferências baseadas nas regras definidas por um especialista podendo, dessa forma, controlar uma planta geradora de energia. São, normalmente, utilizados para controlar sistemas de natureza não linear devido à sua capacidade de responder satisfatoriamente a requisitos como tempo de acomodação e sobressinal (Tong e Li 2012, Wu, Wang e Li 2012).

Os processos de um sistema fuzzy para controle são: fuzificação das entradas, inferência e defuzificação da saída. O processo de fuzificação das entradas consiste em transformar valores *crisp* em valores de pertinência, definindo o quanto aquele valor é pertinente a determinado conjunto fuzzy. O processo de inferência fuzzy se dá através da agregação das regras ativadas. Estas regras são os elementos de relação entre os dados de entrada e os dados de saída do sistema fuzzy. As regras são definidas pelo especialista. O processo de defuzificação transforma os valores fuzzy em números *crisp* novamente, para que esse seja aplicado ao processo ou sistema.

3.1 Projeto do sistema fuzzy

O sistema fuzzy utilizado neste trabalho é composto por duas entradas e uma saída. A Fig. 3.1 apresenta as funções de pertinência e variáveis linguísticas de fuzificação das entradas erro (eP) e derivada do erro (eD) e da saída u do controlador (ação de controle). Variável linguística é o nome que cada função de pertinência recebe para ser identificada pelo sistema fuzzy quando as regras forem criadas. As funções de pertinência são funções matemáticas que representam o comportamento da variável linguística em um universo de discurso. Estas funções podem ser triangulares, gaussianas, função sino, entre outras. As Figs. 3.1(a) e 3.1(b) apresentam, respectivamente, as funções de pertinência para o conjunto de entrada eP e o conjunto de saída u .

Figura 3.1: Funções de pertinência (a) das entradas e (b) da saída.

O diferencial do controlador fuzzy é a atuação rápida para correção do comportamento do sistema perante uma perturbação. Para que o controlador aja rapidamente, as funções de pertinência da entrada do sistema fuzzy devem ser não lineares. As funções sino das entradas foram escolhidas com a intenção de acelerar a atuação do controlador visando corrigir comportamentos inadequados do sistema com rapidez. A Fig. 3.1(a) apresenta as funções “Positivo”, “Negativo” e “Zero” são representadas pelas letras “P”, “N” e “Z”, respectivamente, e possuem as distribuições de curva de sino, para as duas primeiras e triangular para Z. As funções triangulares limitam o tamanho do erro de regime permitido pelo controlador. Assim, quanto menor a largura da base das funções triangulares, menor é o intervalo considerado zero, ou seja, menor o número de valores em que eP será considerado zero. Por outro lado, se esse tamanho da base for muito pequeno, um sinal eP muito pequeno pode provocar ações desnecessárias do controlador e o sistema pode nunca convergir. A entrada eD possui as mesmas funções de pertinência e variáveis linguísticas da entrada eP .

Para que as ações de controle do sistema fuzzy tenham o comportamento não linear das entradas, as funções de pertinência escolhidas para a saída foram as funções *singletons*. As *singletons* foram escolhidas porque refletem as não linearidades das funções de pertinência da entrada sobre seu universo de discurso. A Fig. 3.1(b) apresenta as variáveis linguísticas da saída, sendo: “Diminui Muito” (DM), “Diminui Pouco” (DP), “Não Faz Nada” (NFN), “Aumenta Pouco” (AP) e “Aumenta Muito” (AM). O universo de discurso foi normalizado entre $[-1,1]$ para que o mesmo sistema fuzzy pudesse ser aplicado em vários controladores diferentes, sendo diferenciados pelos ganhos na malha de controle, adaptados para cada situação.

O processo de inferência fuzzy é feito seguindo um conjunto de regras determinada pelo especialista e é baseado no conhecimento heurístico do sistema (McGowan, Morrow e Fox 2008). As regras de inferência são constituídas de expressões literais “Se eP é P e

eD é Z então u é AP ". Combinando todas as entradas à uma determinada saída foram criadas um total de 9 regras. A Tabela 3.1 apresenta todas as regras deste sistema fuzzy.

Tabela 3.1: Regras de inferência do sistema fuzzy

		eP		
		N	Z	P
eD	N	DM	DP	NFN
	Z	DP	NFN	AP
	P	NFN	AP	AM

A defuzificação transforma o número fuzzy proveniente da agregação das regras em um número *crisp*. A defuzificação pode ser feita utilizando métodos como média de máximos, primeiro máximo ou centro de área. O método de defuzificação por centro de área é o mais utilizado na literatura para transformar um número fuzzy em número *crisp* (Gunes e Dogru 2010), pois leva em consideração todas as contribuições da agregação, mesmo que sejam mínimas. O método do centro de área (CDA) e pode ser calculado por (Jantzen 2007):

$$u = CDA = \frac{\sum_{k=1}^N \mu_R(U_k) U_k}{\sum_{k=1}^N \mu_R(U_k)} \quad (3.1)$$

na qual N representa o número de pontos de discretização do universo de discurso da saída e U o valor *crisp* que o sistema fuzzy retornará para cada conjunto de entrada.

3.1.1 A superfície fuzzy

O sistema fuzzy pode ser representado por uma superfície fuzzy que facilita a visualização da relação existente entre as entradas e a saída do sistema fuzzy. Esta superfície é obtida através da resposta de todas as combinações das entradas e o resultado da saída. A partir desta superfície, pode ser visualizada a atitude que o controlador tomará considerando uma dada entrada do sistema. A superfície fuzzy construída neste trabalho pode ser observada na Fig. 3.2.

A superfície possui variações bruscas nas fronteiras entre os valores positivos e negativos, devido o uso das funções sino escolhidas nas entradas do sistema fuzzy, fazendo com que sejam tomadas decisões fortes quando há mudança nos sinais de valores próximos ao zero. Os platôs laterais mostram que o sistema utiliza a informação do sinal da derivada e, aliado ao conjunto de regras definidos para essa região, não atua nestes momentos porque o erro está diminuindo naturalmente (sinal de eD contrário ao sinal de eP) e os platôs superior e inferior indicam que decisões fortes devem ser tomadas para atingir os valores de referência do sistema. A Fig. 3.3 ilustra o comportamento da lógica fuzzy para um conjunto de dados de eP e eD . O sinal de eP é dado por uma senóide amortecida e eD pela

Figura 3.2: Superfície de controle fuzzy.

derivada de eP . A saída u é obtida como mostra a Fig. 3.2. A saída é nula ($u = 0$) quando as entradas correspondem às regiões dos platôs laterais. A saturação de u , nos instantes iniciais, mostra que o sistema fuzzy atua com rapidez quando eP e eD possuem sinais iguais (eP aumentando positivamente ou negativamente), mesmo que eP não alcance os limites do universo de discurso. A medida que eP diminui, u também diminui para não causar perturbações no sistema em que será aplicado.

Figura 3.3: Sinais de entrada e saída do sistema fuzzy.

3.2 Controlador fuzzy

Estima-se que cerca de 90% dos sistemas de controle utilizam controladores proporcional-integrador-derivativo (PID) (Reznik, Ghanayem e Bourmistrov 2000). Este fato se deve a algumas razões como a simplicidade e robustez dos controladores PID e a relação direta dos parâmetros de configuração do controlador e seus efeitos característicos na dinâmica

do sistema. Além disso, várias técnicas de sintonia são empregadas há muitos anos, facilitando o trabalho dos operadores e, com os avanços nas técnicas digitais, estes controladores estão sendo empregados cada vez mais com sistemas de ajuste automáticos de parâmetros (Reznik et al. 2000). As metodologias clássicas utilizam modelos linearizados no ponto de operação desejado do sistema, mas não fornecem um bom desempenho quando saem desse ponto de operação (Reznik et al. 2000).

Atualmente, os controladores proporcional-integral (PI) e PID são largamente utilizados em sistemas de excitação de geradores síncronos uma vez que a construção e operação desses controladores são conhecidos e largamente difundidas. A dificuldade nas arquiteturas PI e PID consiste em atingir um desempenho adequado satisfatório e manter a estabilidade do sistema utilizando modelos padrões para o sistema (Bulic et al. 2010). Os controladores fuzzy possuem algumas vantagens sobre os controladores clássicos, quando o sistema controlado é complexo ou não possui modelagem matemática conhecida (Gunes e Dogru 2010).

Figura 3.4: Estrutura do controlador PID.

A ação de controle $u(t)$ de uma configuração típica de PID, como exibido na Fig. 3.4, é dada por:

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt + K_d \frac{de}{dt} \quad (3.2)$$

em que os parâmetros K_p , K_i e K_d são os ganhos proporcional, integrador e derivativo do controlador PID.

Para um sistema de controle digital, essa equação pode ser aproximada substituindo o tempo derivativo por uma diferença retroativa e o tempo integrador por um somatório fazendo integração retangular dos termos discretos do erro. A equação da ação do controlador PID digital resulta em:

$$u(n) = K_p \left(e(n) + K_i \sum_{j=1}^n e(j) T_s + K_d \frac{e(n) - e(n-1)}{T_s} \right) \quad (3.3)$$

no qual o índice n representa o instante do tempo e T_s representa o período de amostragem. Para sintonizar o controlador basta ajustar os parâmetros K_p , K_i e K_d .

Considerando um sistema fuzzy linear, $fuzzy(x) = x$, é possível obter uma relação direta entre um controlador PID e um controlador fuzzy, de acordo com Jantzen (2007), resumida a seguir.

3.2.1 Controlador fuzzy P

A equação discreta de um controlador P é dada por:

$$u(n) = K_p e(n). \quad (3.4)$$

Esta equação é derivada de (3.3), anulando o termo integrador e o termo derivativo ($K_i = 0$ e $K_d = 0$). O controlador fuzzy P é apresentado na Fig. 3.5.

Figura 3.5: Estrutura do controlador fuzzy P.

O controlador fuzzy P tem dois parâmetros de sintonia, GE, responsável pelo ganho de entrada do erro, e GU, que representa o ganho de saída do controlador. A ação de controle U é dada por:

$$U(n) = fuzzy(GE * e(n)) * GU \quad (3.5)$$

Considerando o sistema fuzzy como uma função linear, a ação de controle pode ser aproximada para:

$$U(n) = (GE * e(n)) * GU = GE * GU * e(n) \quad (3.6)$$

Comparando (3.4) e (3.6) obtém-se que o produto dos ganhos do controlador fuzzy P é equivalente ao ganho K_p do controlador P, em outras palavras:

$$GE * GU = K_p. \quad (3.7)$$

3.2.2 Controlador fuzzy PD

Com a intenção de antecipar o comportamento do erro é adicionado ao controlador P um termo derivativo. A parcela derivativa do controlador auxilia no controle de determinada planta predizendo o comportamento do erro e, com isso, aumentando a estabilidade do sistema de malha fechada. A equação discreta de um controlador PD é dada por:

$$u(n) = K_p \left(e(n) + K_d \frac{e(n) - e(n-1)}{T_s} \right). \quad (3.8)$$

Figura 3.6: Estrutura do controlador fuzzy PD.

Com o mesmo princípio para o controlador P, esta equação é derivada de (3.3), anulando o termo integrador ($K_i = 0$). O controlador fuzzy PD é apresentado na Fig. 3.6.

O controlador fuzzy PD possui três parâmetros de sintonia, GE, GU e GDE. Este último é responsável pelo ganho na parcela derivativa do controlador fuzzy PD. Para efeitos visuais, a parte derivativa de (3.8) é aproximada para:

$$\dot{e}(n) = \frac{e(n) - e(n-1)}{T_s}. \quad (3.9)$$

A ação de controle U do controlador PD então é dada por:

$$U(n) = \text{fuzzy}(GE * e(n), GDE * \dot{e}(n)) * GU. \quad (3.10)$$

Fazendo a aproximação para o sistema fuzzy, a ação de controle resulta em:

$$\begin{aligned} U(n) &= (GE * e(n) + GDE * \dot{e}(n)) * GU \\ &= GE * GU(e(n) + \frac{GDE}{GE} \dot{e}(n)). \end{aligned} \quad (3.11)$$

Comparando (3.8) e (3.11), obtém-se as seguintes relações:

$$GE * GU = K_p \quad (3.12)$$

$$\frac{GDE}{GE} = K_d. \quad (3.13)$$

3.2.3 Controlador fuzzy PDIncremental

Um controlador incremental agrega um sinal de controle Δu na ação do controlador dada por:

$$u(n) = u(n-1) + \Delta u(n)T_s \quad (3.14)$$

tal que

$$\Delta u(n) = K_p \left[K_i e(n) + \frac{e(n) - e(n-1)}{T_s} \right]. \quad (3.15)$$

O controlador fuzzy PDIncremental possui a mesma configuração do controlador fuzzy PD, porém possui um bloco integrador na saída do controlador. A Fig. 3.7 apresenta a estrutura do controlador fuzzy PDIncremental.

Assim, o controlador fuzzy PD fornece agora uma variação na saída do sistema fuzzy, que posteriormente será somada ao sinal de controle. O ganho de saída do controlador fuzzy PDIncremental então é dado por:

Figura 3.7: Estrutura do controlador fuzzy PDIncremental.

$$\begin{aligned}
 U(n) &= \sum_{j=1}^n (u(j) * GU * T_s) \\
 &= \sum_{j=1}^n (fuzzy(GE * e(j), GDE * \dot{e}(j)) * GU * T_s). \quad (3.16)
 \end{aligned}$$

Novamente, considerando o sistema fuzzy uma função linear $fuzzy(x) = x$, (3.16) pode ser aproximada para:

$$\begin{aligned}
 U(n) &= \sum_{j=1}^n (GE * e(j) + GDE * \dot{e}(j)) * GU * T_s \\
 &= GU * \sum_{j=1}^n \left[GE * e(j) + GDE * \frac{e(j) - e(j-1)}{T_s} \right] * T_s \\
 &= GU * \left[GE * \sum_{j=1}^n e(j) * T_s + GDE * \sum_{j=1}^n (e(j) - e(j-1)) \right] \\
 &= GDE * GU * \left[\frac{GE}{GDE} \sum_{j=1}^n (e(j) * T_s) + e(n) \right]. \quad (3.17)
 \end{aligned}$$

Comparando (3.16) e (3.17), a relação entre os ganhos dos controladores seguem como:

$$GDE * GU = K_p \quad (3.18)$$

$$\frac{GE}{GDE} = K_i. \quad (3.19)$$

3.2.4 Controlador fuzzy PD+I

Sistemas de malha fechada exibem um erro constante quando atingem o estado permanente. A ação integradora do controlador atua na correção desse erro de regime, possibilitando ao sistema seguir o sinal de referência sempre que o sistema sofre pequenas ou grandes perturbações.

Um controlador PID discreto possui a ação de controle dada pela Eq. (3.3). Um controlador fuzzy PID funciona com as três entradas do controlador PID clássico. Entretanto, a construção de um sistema fuzzy para um controlador fuzzy PID é bastante complexo pelo número de regras que seriam criadas para construir o sistema ($3^3 = 27$ regras). Além

disso, é complexo estabelecer regras para o termo integrador, uma vez sua atuação inicial ou final depende da ação de controle anterior.

Uma forma de contornar esta dificuldade com o integrador é combinar a ação integradora clássica com o controlador fuzzy PD, resultando em um controlador fuzzy PD+I. A configuração típica de um controlador fuzzy PD+I é apresentada na Fig. 3.8.

Figura 3.8: Estrutura do controlador fuzzy PD+I.

Considerando a integral por aproximação retangular para discretização de uma integral contínua, temos que:

$$\int e(t)dt = \sum_{j=1}^n e(j) * T_s. \quad (3.20)$$

A ação de controle depois do ganho GU é dada por:

$$\begin{aligned} U(n) &= \left[GE * e(n) + GDE * \dot{e}(n) + GIE * \sum_{j=1}^n e(j)T_s \right] * GU \\ &= GE * GU * \left[e(n) + \frac{GDE}{GE} * \dot{e}(n) + \frac{GIE}{GE} * \sum_{j=1}^n e(j)T_s \right]. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Comparando (3.3) e (3.21) e com a restrição que GE não seja nulo, temos as seguintes relações:

$$GE * GU = K_p \quad (3.22)$$

$$\frac{GDE}{GE} = K_d \quad (3.23)$$

$$\frac{GIE}{GE} = K_i. \quad (3.24)$$

Para resumir as comparações, a Tabela 3.2 exhibe todas as relações entre os ganhos dos controladores clássicos e os controladores fuzzy. Configurando o sistema fuzzy como uma função linear, a resposta do sistema com os controladores fuzzy deve ser a mesma utilizando os controladores clássicos com os ganhos sintonizados como dado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Comparação entre os ganhos dos controladores clássicos e controladores fuzzy

Controlador	K_p	K_i	K_d
Fuzzy P	GE*GU		
Fuzzy PD	GE*GU		GDE/GE
Fuzzy PDInc	GDE*GU	GE/GDE	
Fuzzy PD+I	GE*GU	GIE/GE	GDE/GE

3.3 Estratégia de controle fuzzy proposta

Considerando que este trabalho aborda um sistema de geração de energia a diesel não linear, as malhas de controle são baseadas em um modelo de controlador fuzzy PD+I, como mostra a Fig. 3.9.

Figura 3.9: Estrutura do controlador fuzzy PD+I com filtro.

O bloco K_i é o ganho responsável pela velocidade de integração do sinal de erro e . Os ganhos do controlador fuzzy K_p e K_d são responsáveis pela normalização dos sinais de entrada eP e eD , respectivamente, para o universo de discurso da entrada do controlador, limitado entre $[-1, 1]$, sendo:

$$e = Sinal_{ref} - Sinal \quad (3.25)$$

$$eP = K_p e \quad (3.26)$$

$$eD = \frac{K_d s e}{T_{PBS} + 1}. \quad (3.27)$$

A presença do filtro passa baixa no ramo derivativo faz com que o derivativo evite respostas com picos na presença de ruídos de alta frequência (Jantzen 2007). Os ganhos de saída K_{ui} e K_u são ajustados para que as saídas do ramo de integração e do controlador fuzzy pertençam ao domínio do sistema.

3.3.1 Controle de potência ativa

Uma das malhas de controle do GMG é a malha de controle de potência ativa. Esta malha de controle regula a quantidade de potência ativa que o GMG fornece para a rede

de distribuição a partir do cálculo da potência ativa média fornecida. A potência ativa instantânea é calculada por:

$$p(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (3.28)$$

na qual v_a , v_b e v_c , são os valores de tensão instantânea nos terminais do gerador síncrono e i_a , i_b e i_c são as suas correntes. Então, a potência ativa média é calculada por:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt. \quad (3.29)$$

A Fig. 3.10 apresenta o diagrama do controlador utilizado para controle de potência ativa. O erro da potência ativa é definido por:

$$e_P = P_{ref} - P_{ger}. \quad (3.30)$$

Figura 3.10: Diagrama de controle da potência ativa.

O bloco hachurado na Fig. 3.10 é o controlador fuzzy PD+I exibido na Fig. 3.9. O ganho K_u desse sistema transforma a saída normalizada do sistema fuzzy em sinal de variação da abertura da válvula de combustível ($\Delta Gate$) que somado com o sinal do bloco integrador resulta no sinal de atuação $Gate$, Fig. 2.5, responsável pela variação de torque produzido pelo motor T_m , uma vez que controla a abertura da válvula de combustível. A partir do valor de $Gate$, o motor responde variando o torque mecânico fornecido ao gerador síncrono, aumentando ou diminuindo a potência ativa gerada.

3.3.2 Controlador de tensão terminal e potência reativa

A potência reativa e a amplitude da tensão nos terminais da máquina são controladas por meio da alteração da excitação de campo do gerador síncrono. Para esta aplicação são utilizadas duas malhas de controle interligadas que são apresentadas na Fig. 3.11. A malha de controle superior é responsável pelo controle da tensão terminal do gerador e a malha inferior pelo controle da potência reativa produzida no gerador síncrono (Neves, Reis, Aguiar, Machado e Oliveira 2012). A soma dos dois sinais de saída das duas malhas de controle resultam na ação de controle do controlador coordenado de tensão terminal e potência reativa.

Figura 3.11: Diagrama de controle de potência reativa e tensão terminal.

A estratégia empregada para controlar a potência reativa foi utilizar a potência reativa média fornecida pelo GMG como sinal de realimentação. A potência reativa instantânea pode ser calculada por (Ghosh e Ledwich 2002):

$$q(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} (v_a i_b - v_b i_a + v_b i_c - v_c i_b + v_c i_a - v_a i_c) \quad (3.31)$$

e a potência reativa média Q_{ger} , por:

$$Q_{ger} = \frac{1}{T} \int_0^T q(t) dt. \quad (3.32)$$

O erro da tensão terminal na malha superior é dado por:

$$e_{V_t} = V_{t_{ref}} - V_{t_{ger}} \quad (3.33)$$

e o erro na malha da potência reativa é obtido por:

$$e_Q = Q_{ref} - Q_{ger}. \quad (3.34)$$

O sinal de controle é obtido pela soma das parcelas dos dois controladores e representada por:

$$U_{V_t Q} = U_{f_{V_t}} + U_{f_Q} \quad (3.35)$$

na qual $U_{f_{V_t}}$ é a parcela dada pelo controlador de tensão e U_{f_Q} pelo controlador de potência reativa.

Ambas as malhas contribuem com o sinal $U_{V_t Q}$, contudo a parcela U_{f_Q} , dada por

$$U_{f_Q} = U_Q \alpha \quad (3.36)$$

é ponderada por um fator regulador

$$\alpha = 1 - |e_{V_t}| \quad (3.37)$$

que possui valor máximo quando e_{V_t} é zero. Dessa forma, a estratégia de controle permite uma maior atuação do controlador de potência reativa a medida que o erro da tensão diminui, priorizando o controle de tensão terminal, evitando assim grandes oscilações no nível de tensão fornecido à carga e prezando, dessa forma, a qualidade da energia gerada.

3.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentadas as etapas que um sistema fuzzy executa para realizar seu processo de inferência e como foram configuradas as funções de pertinência das entradas e saída e as regras do sistema fuzzy para um controlador fuzzy. Ainda, foram introduzidas algumas configurações típicas de controladores fuzzy baseados nos controladores clássicos PID.

Além disso, foram apresentadas a malha de controle de potência ativa e a estratégia de controle coordenado de tensão terminal e potência reativa do GMG. O controle de potência ativa e reativa do GMG é importante para que o gerador opere entre seus limites físicos de operação, evitando que danos sejam causados na máquina.

Resultados de simulações da GD na plataforma do PSCAD

O controlador construído neste trabalho foi utilizado para analisar como o sistema de geração se comportará mediante à entrada e saída de diferentes tipos de cargas e, também, com transferência de potência para a rede de distribuição. Para avaliar o desempenho da estratégia de controle coordenado utilizando controlador fuzzy PD+I, o GMG será submetido a diferentes eventos que acontecem normalmente nos sistemas elétricos de potência.

Todo o sistema deste trabalho foi simulado no *software Power Systems CAD/Electromagnetic Transients including DC* (PSCAD/EMTDC). O tempo de amostragem da simulação foi de 75 μ s. O ambiente da simulação e a construção do sistema no PSCAD são mostrados no Anexo A. Os parâmetros da rede de distribuição implementada no trabalho são apresentados na Tabela 4.1. Os dados dos transformadores, em p.u., estão na base dos próprios transformadores.

Os parâmetros de um gerador síncrono fabricado pela Caterpillar foram utilizados para a configuração de uma representação de um modelo de máquina síncrona extraída da biblioteca do PSCAD. As definições e os valores dos parâmetros são exibidos na Tabela 4.2.

Os valores dos parâmetros da dinâmica do atuador da válvula de combustível e do motor diesel são exibidos na Tabela 4.3. Depois de construído e configurado, o sistema foi submetido a testes para avaliar o desempenho dos controladores da GD.

Este capítulo é dividido em duas partes. A primeira parte descreve a sequência de eventos, a configuração dos elementos da simulação e quais situações serão analisadas. A segunda parte apresenta os resultados dos diferentes cenários discutidos na primeira parte e a análise destes resultados.

Tabela 4.1: Dados da rede de distribuição e transmissão

Dados do alimentador	
$S_{cc} = 100 \text{ MVA} / X/R \text{ razão} = 22,2\%$	
Dados dos transformadores V/S/Z	
Tf ₁ - 69,0/13,8 kV / 15,0 MVA / $0,667 + j5,330\%$	
Tf ₂ - 13,8/0,48 kV / 1,50 MVA / $6,480 + j38,30\%$	
Tf ₃ - 13,8/0,48 kV / 1,25 MVA / $5,600 + j48,00\%$	
Tf ₄ - 13,8/2,40 kV / 2,50 MVA / $3,290 + j2,300\%$	
Tf ₅ - 13,8/0,48 kV / 1,00 MVA / $8,210 + j57,50\%$	
Tf ₆ - 13,8/2,40 kV / 3,75 MVA / $2,440 + j14,80\%$	
Dados das linhas	
$Z_1 = 0,151 + j0,296\%$, distância ₁ = 3,050 km	$Z_2 = 6,065 + j10,15\%$, distância ₂ = 4,830 km
$Z_3 = 3,976 + j5,127\%$, distância ₃ = 2,060 km	$Z_4 = 3,564 + j2,661\%$, distância ₄ = 0,976 km
$Z_5 = 0,423 + j0,154\%$, distância ₅ = 0,189 km	$Z_6 = 2,560 + j0,332\%$, distância ₆ = 0,362 km
$Z_7 = 0,732 + j0,095\%$, distância ₇ = 0,104 km	$Z_8 = 0,104 + j0,135\%$, distância ₈ = 0,148 km
Dados da cargas S=P+jQ	
$L_1 = 900 + j0,00 \text{ kVA}$	$L_2 = 900 + j600 \text{ kVA}$
$L_3 = 1500 + j1000 \text{ kVA}$	$L_4 = 800 + j470 \text{ kVA}$
$L_5 = 3200 + j1900 \text{ kVA}$	

4.1 Eventos e cenários

4.1.1 Perfil de carga dos ensaios

Os eventos ocorrerão conforme mostra a Fig. 4.1. Após o início da simulação, a GD demora entre 5 e 7 segundos para sincronizar e fazer a conexão com a rede. Este tempo depende da dinâmica do sistema de sincronismo. Logo após a GD se conectar à rede de distribuição e transmissão, inicia-se a transferência de potência. A transferência de potência acontece em rampa com inclinação de 0,1 p.u./s até atingir 0,3 p.u., aproximadamente 330 kW. Os eventos de entradas e saídas de cargas locais no barramento que a GD está conectada ocorrem a seguir.

Quando a simulação alcança 10 s, acontece a entrada da primeira carga, o MIT. O MIT é conectado a vazio e depois de 1 s é adicionado carga ao eixo da máquina. A carga no eixo do MIT vai de 0 a 1 p.u. do torque nominal à uma taxa de 0,3 p.u./s. Os parâmetros de configuração do MIT de 215 hp são apresentados na Tabela 4.4. Aos 20 s o motor é desconectado do sistema.

A segunda carga local é a carga RLC, que é conectada ao barramento da GD aos 30 s. A configuração da carga RLC segue como apresentado na Fig. 2.3 e seus parâmetros são

Tabela 4.2: Dados do gerador para simulação

Gerador síncrono de pólos salientes						
Parâmetro	Valores		Parâmetro	Valores		
Tensão nominal entre fases do gerador	V_n	0,48 kV	Indutância transitória do eixo direto	X_d''	19,30 %	
Potência aparente nominal do gerador	S_n	1112 kVA	Indutância transitória do eixo quadratura	X_q''	18,30 %	
Potência ativa nominal do gerador	P_n	890 kW	Reatância de dispersão do estator	X_l	10,00 %	
Fator de potência	FP	0,80	Constante de tempo transitória de circuito aberto do eixo direto	T'_{do}	3,0070 s	
Frequência síncrona do gerador	f	60,00 Hz	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo direto	T''_{do}	0,0153 s	
Rotação síncrona do gerador	n	1200 rpm	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto dos eixo quadratura	T''_{qo}	0,0081 s	
Reatância síncrona do eixo direto	X_d	208,10 %	Resistência equivalente do enrolamento de armadura	R_a	2,70 %	
Reatância síncrona do eixo quadratura	X_q	114,40 %	Constante de inércia do gerador	H	0,4182 s	
Indutância transitória do eixo direto	X_d'	29,50%	Constante de amortecimento do gerador	D	1,00 pu	

Tabela 4.3: Dados do modelo do atuador.

K_1	T_1	T_2	K_2	T_3	T_4	T_5	T_{max}	T_{min}
80	0,25 s	0,39 s	1	0,009 s	1	0,0025 s	0 p.u.	1,1 p.u.

apresentados na Tabela 4.5. A saída da carga RLC ocorre aos 40 s.

O retificador não controlado trifásico é conectado aos 50 s da simulação e desconectado

Figura 4.1: Sequência e instantes de ocorrência de cada evento nas simulações.

Tabela 4.4: Dados do motor de indução

Número de fases	3
Número de pólos	4
Tensão de linha	480 V
Corrente de fase	140 A
Base de frequência angular	377 rad/s
Potência	215 hp
Modo de controle	Torque
Torque	1,00 pu
Velocidade de entrada	0,98 pu

Tabela 4.5: Dados da carga RLC

Elementos	Valores
P	154 kW
Q	+149 kVAr

aos 60 s. A resistência da carga para o retificador é 2,5 Ω , totalizando aproximadamente 250 kW. A simulação é finalizada com 70 s de eventos.

4.1.2 Definição dos ensaios da simulação

O sentido da medição do fluxo das potências fornecidas e absorvidas são ilustrados na Fig. 4.2. As setas mostram em que direção a potência ativa e reativa estão sendo medidas. Se o valor da variável é positivo, o fluxo está no sentido da seta, caso contrário está no sentido oposto.

A Fig. 4.2 ainda mostra os pontos em que são medidos a tensão terminal (V_t) e o fator de potência (FP_1 e FP_2). O fator de potência foi calculado por (Erickson e Maksimovic 2001):

$$FP = \frac{\cos \theta}{\sqrt{1 + THD_{(I_{rede})}^2}} \quad (4.1)$$

em que $\cos \theta$ é o cosseno do ângulo de defasagem entre a tensão V_{rede} e a corrente I_{rede} e $THD_{(I_{rede})}$ é a distorção harmônica total da corrente no ponto de medição indicado na Fig.

Figura 4.3: Diagrama referente ao sistema apenas com controle de tensão terminal.

Figura 4.4: Diagrama referente à segunda configuração de sistema com controle de potência reativa através da referência de tensão terminal.

As três configurações foram agrupadas em três diferentes circunstâncias para controle de potência reativa. A primeira exemplifica o funcionamento da GD conectada à rede sem o controle de potência reativa. A segunda demonstra o controle de reativo tendo como referência a carga reativa consumida pela carga local conectada à GD, minimizando a quantidade de reativo suprido pela rede e aumentando o fator de potência no PCC.

Figura 4.5: Diagrama referente à terceira configuração de sistema com controle de tensão terminal e potência reativa.

Figura 4.6: Diagrama de blocos do controlador coordenado fuzzy PD+I inserido do modelo da excitatriz AC1A, AVR-C.

A terceira circunstância exibe o controle de potência reativa tomando como referência 0 kVar, ou seja, injetando o máximo de potência ativa programada na rede e mantendo o fator de potência da geração próximo a 1. A Tabela 4.6 exibe os cenários simulados e o tipo de controlador utilizado em cada sistema. A excitatriz do modelo AC1A, o AVR e o AVR-C presentes nos cenários simulados foram configurados com parâmetros exemplo encontrados em IEEE Std 421.5 (2005) e exibidos na Tabela 4.7.

Nos cenários que utilizam um controlador externo, o controlador interno da excitatriz é o mesmo do Cenário 1 (AVR). Alguns modelos e os requisitos de desempenho de sistemas de excitação são padronizados em IEEE Std 421.5 (2005). São apresentados

Tabela 4.6: Cenários das simulações

	Malha interna	Malha externa	Controle de tensão terminal	Controle de potência reativa com $Q_{ref} = Q_{carga}$	Controle de potência reativa com $Q_{ref} = 0$
Cenário 1	AVR	–	SIM		
Cenário 2	AVR	PI	SIM	SIM	
Cenário 3	AVR	CCFPD+I	SIM	SIM	
Cenário 4	AVR-C	–	SIM	SIM	
Cenário 5	AVR	PI	SIM		SIM
Cenário 6	AVR	CCFPD+I	SIM		SIM
Cenário 7	AVR-C	–	SIM		SIM

Tabela 4.7: Parâmetros do AC1A

$T_R = 0$	$K_F = 0,03$	$V_{AMIN} = -14,5$
$R_C = 0$	$T_F = 1,0$	$V_{RMAX} = 6,03$
$X_C = 0$	$K_E = 1,0$	$V_{RMIN} = -5,43$
$K_A = 400$	$T_E = 0,80$	$S_E[V_{E1}] = 0,10$
$T_A = 0,02$	$K_D = 0,38$	$V_{E1} = 4,18$
$T_B = 0$	$K_C = 0,20$	$S_E[V_{E2}] = 0,03$
$T_C = 0$	$V_{AMAX} = 14,5$	$V_{E2} = 3,14$

também alguns controladores que podem ser empregados nestes sistemas de excitação. O controlador PI utilizado para comparação de desempenho com os controladores fuzzy foi retirado de IEEE Std 421.5 (2005). Este controlador PI é denominado “Controlador VAR tipo II” e sua arquitetura é exibida na Fig. 4.7.

Figura 4.7: Diagrama de blocos do “Controlador VAR tipo II” extraído de IEEE Std 421.5-2005.

O controlador PI implementado possui saturadores anti *wind-up* na ação do bloco integrador. Os limites de excitação foram configurados respeitando os limites de fornecimento de potência reativa dada pela ficha técnica do gerador utilizado neste trabalho e exibido na Fig. 4.8. A Fig. 4.8 mostra os limites de operação do gerador e o ponto de operação

adotado nas simulações deste trabalho. Caso algum dos limites de potência reativa fosse atingido, a condição de limite de excitação é dada como verdadeiro e o integrador do PI pára de somar até que a condição de limite seja falsa novamente.

Figura 4.8: Curva de limite de fornecimento de potência reativa pelo gerador síncrono e o ponto de operação escolhido para as simulações.

Os parâmetros do controlador são exibidos na Tabela 4.8. Os parâmetros K_p e K_i representam, respectivamente, as ações proporcional e integradora do controlador PI. O parâmetro V_{LMTS} representa o valor limite que V_{Var} pode assumir, ou seja, $V_{Var} \geq -V_{LMTS}$ e $V_{Var} \leq V_{LMTS}$.

Tabela 4.8: Dados do controlador PI.

K_p	K_i	V_{LMTS}
0,09	2	0,1

4.2 Resultados e análise dos resultados

Depois de configurado cada cenário de simulação, foram obtidas as curvas de potência ativa (P) e potência reativa (Q), além da tensão terminal (V_t) e o fator de potência (FP). Para os Cenários 1 ao 4, o ponto de medição do fator de potência é o ponto FP1, exibido na Fig. 4.2. Nos Cenários 5, 6 e 7, o ponto de medição do fator de potência é no ponto FP2.

Os resultados do Cenário 1 são apresentados nas Figs. 4.9 e 4.10. Como o controlador de Cenário 1 é composto apenas por um proporcional e não há controle de reativo, há um erro de regime na tensão terminal da Fig. 4.10 e a potência reativa aumenta ou diminui de acordo com o balanço de potência do sistema para que a tensão terminal seja ajustada pela GD.

Figura 4.9: Cenário 1: Potência ativa e reativa com o AVR.

Figura 4.10: Cenário 1: Tensão terminal e fator de potência com o AVR.

Os resultados dos Cenários 2, 3 e 4 são para quando há controle de tensão terminal e potência reativa com a referência da potência reativa igual a potência reativa requisitada pelas cargas locais. As Figs. 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam as respostas destes cenários.

Figura 4.11: Cenário 2: Potência ativa e reativa com o controlador PI externo.

Figura 4.12: Cenário 3: Potência ativa e reativa com o CCFPD+I externo.

Nos três cenários, a potência reativa fornecida pela GD às cargas sempre alcançam o valor de referência, porém o Cenário 2 (controlador PI) é o mais lento na acomodação do sistema. Os sobressinais no Cenários 3 e 4 são praticamente os mesmos, mas são menores do que dos cenários anteriores. O distúrbio de potência reativa no momento da conexão da GD com a rede de distribuição foi menor no Cenário 4, depois no Cenário 3 e por último no Cenário 2. O mesmo distúrbio foi extinto mais rápido na mesma ordem de cenários.

A Fig. 4.14 apresenta a comparação entre a tensão terminal e o fator de potência para os três cenários. A tensão terminal alcança valores acima de 1. devido à troca de reativo

Figura 4.13: Cenário 4: Potência ativa e reativa com o AVR-C.

Figura 4.14: Comparação da tensão terminal e fator de potência para os Cenários 2, 3 e 4.

da GD com a rede. Os Cenários 3 e 4 são mais rápidos para estabilizar a tensão do que o Cenário 2. A velocidade dos controladores também é mostrada na comparação do fator de potência nos três cenários.

Os resultados para os Cenários 5, 6 e 7 são para as situações em que há controle de tensão terminal e o controle de potência reativa tem a referência para 0 kVar. O ponto de medição do fator de potência é o ponto FP2. As Figs. 4.15, 4.16 e 4.17 apresentam as curvas de potência ativa e potência reativa para estes cenários.

Assim como para os Cenários 2, 3 e 4, os controladores dos Cenários 6 e 7 exibiram

Figura 4.15: Cenário 5: Potência ativa e reativa com o controlador PI externo.

Figura 4.16: Cenário 6: Potência ativa e reativa com o CCFPD+I externo.

velocidades maiores para conter os distúrbios causados pelo conexão da GD com a rede, entradas e saídas de cargas no barramento. A eficácia do Cenário 6 foi maior do que a do Cenário 5 e a do Cenário 7 maior do que a do Cenário 6 nos quesitos tempo de acomodação e sobressinal.

A Fig. 4.18 apresenta a comparação da tensão terminal e do fator de potência dos Cenários 5, 6 e 7. Como a referência da potência reativa era 0 kVAr, a tensão terminal dos cenários oscila em torno de 1. O fator de potência no ponto FP2 tende a 1 em todos os cenários. Os Cenários 6 e 7 alternavam nos melhores desempenhos nas características de sobressinal e tempo de acomodação da resposta.

Figura 4.17: Cenário 7: Potência ativa e reativa com o AVR-C.

Figura 4.18: Comparação da tensão terminal e fator de potência para os Cenários 5, 6 e 7.

A Fig. 4.19 exibe a variável alfa α durante o Cenário 7. Os valores de alfa mostram que o controle de tensão terminal foi eficaz em sua tarefa, uma vez que, quando acontecem entradas ou saídas de cargas, o controle de geração de potência reativa é ponderado por α para manter a qualidade da energia gerada pela GD. De qualquer maneira, o controle de potência reativa funciona em todos os instantes que o sistema está conectado à rede, cumprindo seu objetivo, nesse Cenário, de minimizar a injeção de reativo na rede quando o nível de tensão é diferente do configurado.

De maneira geral, para ambos os casos em que há controle da geração de potência

Figura 4.19: Cenário 7: Comportamento da variável alfa para o período de simulação.

reativa, o controlador fuzzy PD+I interno (Cenários 4 e 7) apresentou melhor resposta diante os eventos considerados neste trabalho. Este fato é explicado pela posição do controlador na malha de controle. Como o controlador dos Cenários 4 e 7 estão internos na estrutura da excitatriz, é esperado que estes Cenários sejam mais rápidos do que os controladores que atuam sobre a referência que outro controlador seguirá.

As curvas de potência ativa de todos os cenários foram idênticas pois em todos os cenários foram utilizados o mesmo controlador de potência ativa apresentado no Capítulo 3. As oscilações presentes nas curvas acontecem devido à variação da tensão terminal decorrente da entrada ou saída de carga e relacionados com a potência ativa pelas Eqs. 3.28 e 3.29.

4.3 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os sete cenários de teste, cada um empregando diferentes situações de controle, que foram abordados na simulação do sistema. A resposta para cada cenário mostrou que ambos os controladores fuzzy de tensão terminal são equivalentes ao controlador PI em alguns momentos de entrada/saída de carga ou até melhores, como no tempo de resposta e sobressinal dos sinais de potência reativa.

O controle de potência ativa obteve baixo tempo de resposta e pouco sobressinal na resposta a entrada em rampa. As oscilações exibidas nas figuras foram causadas pela variação da tensão terminal do gerador nos momentos de transição de cargas. A utilização da variável alfa na estratégia de controle coordenado prioriza o controle de tensão perante um distúrbio no sistema, mesmo sem eliminar a atuação do controle de potência reativa.

Quando a estratégia de controle coordenado é aplicada dentro do sistema de excitação, o sistema adquire uma dinâmica mais rápida do que nos outros casos. Entretanto, a estrutura que utiliza o controlador coordenado fuzzy PD+I externo, alimentando a referência da tensão, pode ser útil quando se usa um sistema de excitação comercial que não possui controle de potência reativa e não é possível realizar a troca desse sistema. O controlador fuzzy externo pode ser conectado por uma entrada auxiliar para mudança da referência

da tensão do controlador da excitatriz, minimizando custos de adaptação do sistema.

Capítulo 5

Conclusões e trabalhos futuros

Este trabalho propôs a utilização de um controlador fuzzy PD+I para controle de tensão terminal e potência reativa gerada por um grupo motor gerador a diesel utilizado como sistema de geração distribuída. Ainda foi feita uma proposta de um controle coordenado de tensão e potência reativa que prioriza a tensão do barramento que o sistema de GD está conectado.

Os resultados mostraram que o controlador fuzzy PD+I teve tempos de acomodação e sobressinais iguais ou menores nos eventos demonstrados quando comparados com o controlador PI, em todos os cenários de simulação seja na configuração externa ou interna ao sistema de controle da excitatriz.

Com a comparação dos resultados para tensão terminal e fator de potência, todos os controladores de potência reativa operaram dentro dos limites configurados. Entretanto, os cenários com o CCFPD+I e o AVRC foram mais eficientes do que o controlador PI. A maior variação nos níveis de tensão foi registrado para o controlador de tensão do Cenário 1, cerca de 1,5% quando houve a conexão do MIT, respeitando ainda os limites de variação de tensão propostos pela ANEEL (ANEEL 2007b). Dentre os outros cenários, a maior variação de tensão também ocorreu na entrada do MIT, chegando a 1,0% nos Cenários 2 a 4.

Caso exista um sistema de excitação com controle de tensão, é possível que este sistema seja adaptado através da inserção de um CCFPD+I para que também controle a injeção de potência reativa na rede apenas por um ajuste de tensão de referência do controle de tensão existente. Com isso, é possível adaptar sistemas que trabalham em modo isolado para conectar ao barramento da rede sem modificar o sistema de excitação existente. Este sistema de controle coordenado pode ser utilizado em qualquer sistema que utiliza geradores síncronos e para sistemas de qualquer porte, desde que seja feita a devida sintonia nos controladores.

A superfície fuzzy se apresentou versátil para o controle de todas as variáveis do sistema proposto (Q_{ger} e V_t). A mesma superfície, utilizada para potência reativa e tensão terminal, foi capaz de controlar a potência ativa que o sistema fornecia para a rede

de distribuição.

5.1 Trabalhos futuros

A continuação deste trabalho segue com foco para a implementação prática de todo o sistema. O sistema GD utilizado nas simulações deste trabalho está montado em um laboratório anexo ao LAC/LAFAPE, em escala reduzida para um GMG de 20 kVA. Para trabalhos futuros é proposto a validação destes resultados através da implementação em plataforma embarcada dos controladores fuzzy e da adequação do sistema de excitação para incorporar a estratégia de controle coordenado no sistema de geração a diesel.

Outros trabalhos futuros podem estudar a interação da estratégia de controle coordenado com a estabilidade do SEP e a construção de micro redes utilizando o sistema de geração a diesel e outras fontes alternativas como painéis fotovoltaicos, baterias e geradores eólicos simulando situações de faltas e técnicas de sincronismo das fontes alternativas.

Apêndice A

Ambiente de simulação

Muitas são as ferramentas utilizadas para investigação de fenômenos e comportamentos de sistemas elétricos de potência. Entre estas ferramentas encontra-se o *Power Systems CAD/Electromagnetic Transients including DC*. O PSCAD/EMTDC é uma ferramenta de simulação para estudos de comportamentos transitórios de sistemas elétricos (*PSCAD/EMTDC User's Guide, Version 4.2.1* 2010). A interface gráfica do PSCAD permite que em um único ambiente seja composto por circuitos elétricos, sistemas de controle e análise de resultados. Este programa possui capacidade de modelagem com algoritmos altamente complexos e uma biblioteca extensa para que o usuário concentre mais esforços nas análises de resultados do que na modelagem matemática de seus problemas (Anaya-Lara e Acha 2002).

Para ilustrar o ambiente de simulação do PSCAD, a simulação deste trabalho é apresentada neste anexo. O esquema da conexão da rede de distribuição com o GMG e as cargas locais, construído no PSCAD, assim como os pontos de medição para tensão e corrente dos elementos conectados ao PCC, são exibidos na Fig. A.1.

O bloco “Rede IEEE”, Fig. A.1, é composto pelos elementos exibidos na Fig. 2.2 e configurado de acordo com os valores dos parâmetros da Tabela 4.1. A representação da “Rede IEEE” é exibida na Fig. A.2. A Fig. A.2 é composta por blocos que representam o alimentador principal, as impedâncias das linhas de transmissão, os transformadores e as cargas nos finais dos ramos. A GD é conectada no barramento 3, na linha de 13,8 kV.

O bloco “Cargas”, Fig. A.1, representa as cargas locais, configuradas de acordo com os dados apresentados na Seção 4.1.1, e seu conteúdo é exibido na Fig. A.3. Cada carga possui uma chave de seccionamento que conecta e desconecta a carga quando programado. A partida do motor de indução trifásico é dada a vazio, com controle de velocidade feito pelo próprio programa até atingir 0,98 p.u. Em seguida, é adicionado carga ao MIT até que o torque atinja 1 p.u. O torque do MIT é configurado pelo bloco “Controle de torque” e é detalhado na Fig. A.4. Quando a chave “BRKmotor” é acionada, o sinal de acionamento é utilizado para dar início à rotina do controle de torque. Após 1 segundo,

Figura A.3: Cargas utilizadas para testes de desempenho do sistema de controle.

Figura A.4: Bloco de controle de torque do MIT.

Figura A.5: Configuração da carga RLC utilizada na simulação.

T_m e a tensão de excitação de campo E_{fd} . O torque mecânico é dado pela representação do motor diesel, exibido na Fig. A.6. A seleção do modo de operação do gerador síncrono é dado pelo sinal da chave S1. Se a chave está aberta, o GMG opera com controle de velocidade e, caso contrário, opera com controle de potência ativa. Quando o gerador opera em modo conectado, o controle de potência ativa é feito pelo controlador exibido na Fig. A.9. A referência do controle de potência ativa é programada em rampa como é

mostrado na Fig. A.8. A rampa possui uma inclinação de 0,1 p.u./s, satura em 0,3 p.u e depois é multiplicada pelo valor base da potência para ser repassada ao controlador.

Figura A.6: Representação da válvula de combustível e do motor diesel no PSCAD.

Figura A.7: Bloco de controle de potência ativa.

Figura A.8: Referência do controle de potência ativa.

O controle de potência ativa é feito pelo controlador fuzzy PD+I exibido na Fig. A.9. As entradas para este controlador são a potência de referência e a potência fornecida pelo gerador, P_{ger} , e a saída é o sinal $Gate$, repassado ao modelo do atuador mecânico da Fig. A.6. A potência fornecida pelo gerador é calculada a partir dos sinais de tensão e corrente medidos nos terminais do gerador. A Fig. A.10 mostra como são calculadas as potências ativa e reativa médias fornecidas pelo gerador. As medições são feitas nas escalas de kV e kA, sendo assim, precisam ser multiplicadas por 1000 para que o resultado não seja dado em MW ou MVar.

Figura A.9: Controlador fuzzy PD+I para controle de potência ativa.

Figura A.10: Cálculo da potência média ativa e reativa fornecida pelo gerador.

Com o intuito de reduzir o custo operacional da aplicação do sistema fuzzy, Fig. A.9, a superfície de controle foi mapeada e transformada em uma tabela, com 200 pontos de discretização para cada entrada no universo de discurso $([-1, 1])$. Foram feitas todas as combinações dos possíveis valores das entradas e estas combinações foram indexadas em forma de tabela.

No PSCAD foi construída uma rotina em C para acessar a tabela de combinações que funciona de acordo com o fluxograma da Fig. A.11, na qual T_s é o período de amostragem utilizada na discretização da superfície.

Dada uma combinação de valores de entrada, é escolhido um par amostrado na tabela de mapeamento. Caso a diferença entre o conjunto de entrada e o valor tabelado for

Figura A.11: Fluxograma do programa implementado em linguagem C.

menor que 0,005, metade do valor de discretização do universo de discurso, o valor de entrada corresponde ao valor tabelado e esse conjunto de valores possui uma respectiva saída u encontrada na tabela. Se não, o algoritmo escolhe o próximo ponto da tabela e refaz a comparação.

A segunda entrada da representação do gerador síncrono, Fig. A.1, é a tensão de excitação de campo E_{fd} . A tensão de excitação de campo é dado pelo sistema de excitação. A biblioteca do PSCAD possui o modelo AC1A utilizado neste trabalho e exibido na Fig. A.12. Para os Cenários 1 a 3, 5 e 6, foi utilizado o bloco exibido na Fig. A.12, pois não eram necessárias adaptações na excitatriz do gerador.

Figura A.12: Representação do modelo de sistema de excitação AC1A do PSCAD.

O controlador PI, utilizado nos Cenários 2 e 5, foi implementado como exibido na Fig. A.13. Os limites de excitação foram inseridos com valores relacionados ao limite de potência reativa que o gerador poderia oferecer no ponto de operação programado. De acordo com a Fig. 4.8, para o ponto de operação de 0,3 p.u. de potência ativa, o limite para absorção de potência reativa é de 0,4 p.u. e para geração de reativo é de 0,85 p.u.

O controle coordenado de tensão terminal e potência reativa, utilizado nos Cenários 3

Figura A.13: Controlador PI implementado no PSCAD.

e 6, é exibido na Fig. A.14. O controlador coordenado ajusta a tensão de referência para que a excitatriz possa aplicar a tensão necessária no enrolamento de campo.

Figura A.14: Controle coordenado de tensão terminal e potência reativa implementado no PSCAD para os Cenários 3 e 6.

Para utilizar a estratégia de controle coordenado no sistema de excitação foi necessária a adaptação do controlador da excitatriz. O resultado da substituição do controlador do modelo AC1A e o diagrama de blocos do AVR-C é exibida na Fig. A.15. Ao invés de controlar apenas a tensão terminal, o AVR-C tem capacidade de controlar o reativo a partir da leitura das tensões e das correntes no ponto de conexão do gerador. O controlador coordenado do AVR-C é mostrado na Fig. A.16.

Figura A.15: Diagrama de blocos do AVR-C.

Figura A.16: Controlador coordenado de tensão terminal e potência reativa do AVR-C.

Referências

- Akash, B., Mamlook, R. e Mohsen, M. (1999). Multi-criteria selection of electric power plants using analytical hierarchy process, *Electric Power Systems Research* 52(1): 29–35.
- Al-Hamrani, M., Von Jouanne, A. e Wallace, A. (2002). Power factor correction in industrial facilities using adaptive excitation control of synchronous machines, *Conference Record of the 2002 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference, 2002*, Toronto, pp. 148–154.
- Amr, A., Rady, S. e Badreddin, E. (2010). A plant for cogeneration of electricity and water powered by renewable energy sources based on using high level of automation, *Proc. 10th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA), 2010*, Cairo, pp. 209–213.
- Anaya-Lara, O. e Acha, E. (2002). Modeling and analysis of custom power systems by PSCAD/EMTDC, *IEEE Transactions on Power Delivery* 17(1): 266–272.
- ANEEL (2007a). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 1.
- ANEEL (2007b). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8.
- Best, R. J., Member, S., Morrow, D. J., McGowan, D. J. e Crossley, P. A. (2007). Synchronous islanded operation of a diesel generator, *IEEE Transactions On Power Systems* 22(4): 2170–2176.
- Best, R., Kennedy, J., Morrow, D. e Fox, B. (2011). Steady-state and transient performance of biodiesel-fueled compression-ignition-based electrical generation, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2(1): 20–27.
- Boldea, I. e Nasar, S. (1999). *Electric Drives*, CRC Press, Boca Raton.

- Bretas, N., Martins, A., Alberto, L. e Guedes, R. (2003). Static simulation of voltage collapse considering the operational limits of the generators, *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003*, Vol. 4, pp. 2652–2658.
- Bulic, N., Sumina, D. e Miskovic, M. (2010). A Comparison of Advanced Control Structures for Synchronous Generator Excitation Control, *International Review of Electrical Engineering-iree* 5(2, Part a): 473–480.
- Calsan, M. (2011). *Análise de Desempenho Dinâmico de Sistemas de Excitação para Geradores Síncronos em Plantes de Geração Distribuída*, Master's thesis, Universidade de Campinas.
- Chambers, K., McGowan, D. e Morrow, D. (2007). A digital load relief scheme for a diesel generating set, *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, Tampa, pp. 1–7.
- Cooper, A., Morrow, D. e Chambers, K. (2009). A turbocharged diesel generator set model, *Proc. 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009*, Glasgow, pp. 1–5.
- Cooper, A., Morrow, D. e Chambers, K. (2010). Development of a diesel generating set model for large voltage and frequency transients, *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010*, Minneapolis, pp. 1–7.
- Eker, M. K. e Altas, I. H. (2007). A fuzzy voltage regulator (FVR) for a stand-alone synchronous generator, *Electric Power Components and Systems* 35(4): 429–443.
- Elkhattam, W. e Salama, M. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits, *Electric Power Systems Research* 71(2): 119–128.
- Erickson, R. W. e Maksimovic, D. (2001). *Fundamentals of power electronics: Second Edition*, Kluwer Academic, Secaucus, USA.
- Fitzgerald, A., Kingsley, C. e Umans, S. (2002). *Electric Machinery*, McGraw-Hill series in electrical engineering: Power and energy, McGraw-Hill.
- Ghosh, A. e Ledwich, G. F. (2002). *Power quality enhancement using custom power devices*, Kluwer academic publishers, Massachusetts, USA.
- Gunes, M. e Dogru, N. (2010). Fuzzy control of brushless excitation system for steam turbogenerators, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 25(3): 844–852.
- Hasan, A., Martis, T. e Ula, A. (1994). Design and implementation of a fuzzy controller based automatic voltage regulator for a synchronous generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 9(3): 550–557.

- IEEE Std 1547.2 (2009). IEEE application guide for IEEE Std 1547, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, pp. 1–207.
- IEEE Std 421.5 (2005). Approved IEEE recommended practice for excitation systems for power stability studies (superseded by 421.5-2005).
- Jantzen, J. (2007). *Foundations of Fuzzy Control*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester.
- Kennedy, J., Best, R., Morrow, D. e Fox, B. (2010). Performance evaluation of biodiesel fuelled electrical generation, *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010*, Minneapolis, pp. 1–7.
- Kiprakis, A. e Wallace, A. (2004). Maximising energy capture from distributed generators in weak networks, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 151(5): 611–618.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York.
- McGowan, D., Morrow, D. e Fox, B. (2008). Multiple input governor control for a diesel generating set, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 23(3): 851–859.
- McGowan, D., Morrow, D. e McArdle, M. (2003). A digital pid speed controller for a diesel generating set, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 3, Toronto, p. 4 vol. 2666.
- Mirheidari, S., Mohammadpour, J., Grigoriadis, K. e Franchek, M. (2010). Biodiesel blend estimation based on fuel consumption and engine power, *Proc. American Control Conference (ACC), 2010*, Baltimore, pp. 3021–3026.
- Mohan, N., Underland, T. M. e Robbins, W. P. (1997). *Power electronics: Converters, Applications and Design*, John Wiley & Sons, New York.
- Neves, R., Reis, G., Aguiar, C., Machado, R. e Oliveira, V. (2012). Controle fuzzy da excitatriz de gerador síncrono aplicado a geração diesel, *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*, Campina Grande, pp. 429–435.
- ONS (2013). Boletim de Carga Mensal de dezembro de 2012. <http://www.ons.org.br/>.
- PSCAD/EMTDC User's Guide, Version 4.2.1 (2010). *Manitoba HVDC Research Centre Inc.* .
- Pushparaj, T., Venkatesan, C. e Ramabalan, S. (2012). Emission studies on karanja biodiesel fuelled diesel engine with ethanol as additive, *Proc. 2012 International Conference on Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM)*, Nagapattinam, pp. 263–268.

- Rashed, M., Elmitwally, A. e Kaddah, S. (2008). New control approach for a pv-diesel autonomous power system, *Electric Power Systems Research* 78(6): 949–956.
- Ray, P., Mohanty, S. e Kishor, N. (2010). Dynamic modeling and control of renewable energy based hybrid system for large band wind speed variation, *Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010*, Gothenburg, pp. 1–6.
- Reznik, L., Ghanayem, O. e Bourmistrov, A. (2000). PID plus fuzzy controller structures as a design base for industrial applications, *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 13(4): 419–430.
- Sisworahardjo, N., El-Sharkh, M. e Alam, M. (2008). Neural network controller for microturbine power plants, *Electric Power Systems Research* 78(8): 1378–1384.
- Soundarrajan, A. e Sumathi, S. (2011). Fuzzy-based intelligent controller for power generating systems, *Journal of Vibration and Control* 17(8): 1265–1278.
- Su, C., Hwung, H. e Lii, G. (1997). Fuzzy logic based voltage control for a synchronous generator, *Electric Power Systems Research* 41: 225–231.
- Tong, T. e Li, Y. (2012). Adaptive fuzzy output feedback tracking backstepping control of strict-feedback nonlinear systems with unknown dead zones, *IEEE Transactions on Fuzzy Systems* 20(1): 168–180.
- Wallace, A. e Kiprakis, A. (2002). Reduction of voltage violations from embedded generators connected to the distribution network by intelligent reactive power control, *Fifth International Conference on Power System Management and Control, 2002*, London, pp. 210–215.
- Wu, H., Wang, J. e Li, H. (2012). Exponential stabilization for a class of nonlinear parabolic pde systems via fuzzy control approach, *IEEE Transactions on Fuzzy Systems* 20(2): 318–329.