

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**MARIANA RESENER**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS CONTROLADORES DE  
EXCITAÇÃO NA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
GERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS EM SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO**

Porto Alegre

2011

**MARIANA RESENER**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS CONTROLADORES DE  
EXCITAÇÃO NA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
GERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS EM SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada  
ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do  
Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título  
de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

**ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas**

Porto Alegre

2011

MARIANA RESENER

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS CONTROLADORES DE  
EXCITAÇÃO NA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
GERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS EM SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a  
obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e  
aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela  
Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS

Doutor pela Virgínia Polytechnic Institute and State University -  
EUA

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, UNIPAMPA

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology - Göteborg, Suécia

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, Março de 2011.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Ana Maria e Renir, pelo apoio incondicional, pelo exemplo de vida, e pela amizade, carinho e amor. À minha irmã e melhor amiga, Cristina, pelo incentivo e carinho em todos os momentos da minha vida. Ao Maicon, pelo apoio, carinho, companheirismo e incentivo nos momentos mais difíceis.

Agradeço também ao colega e amigo Rodrigo Hartstein Salim, exemplo a ser seguido, e cuja contribuição a este trabalho é imensurável. Obrigada pelo apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Arturo Suman Bretas, que desde 2005 me orienta na Iniciação Científica e se tornou um amigo e um exemplo de vida a ser seguido.

À minha amiga Karen Salim, que mesmo distante se faz presente, obrigada pela amizade e pelo incentivo.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência (LASEP) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFRGS, seus professores e funcionários, pela oportunidade, incentivo, e estrutura disponibilizada.

Aos colegas do Departamento de Planejamento do Sistema Elétrico da CEEE-D pela compreensão e esforços realizados para que fosse obtida a liberação para fins de pós-graduação junto à diretoria da CEEE-D.

Por fim, agradeço ao CNPq pelo apoio financeiro.

## RESUMO

A conexão de geradores em sistemas de distribuição, usualmente chamados de geradores distribuídos, traz novos aspectos técnicos que devem ser analisados pelas empresas distribuidoras, uma vez que os dispositivos de proteção e controle, bem como as técnicas de planejamento e otimização da operação destes sistemas consideram um sistema radial, ou seja, sem a presença de geradores. Em se tratando de geradores síncronos, sabe-se que os sistemas de excitação podem ser equipados com meios para o ajuste automático de tensão, potência reativa ou fator de potência, sendo que três diferentes modos de controle podem ser aplicados a geradores síncronos: regulação de tensão, regulação de potência reativa ou fator de potência e controle de potência reativa ou fator de potência. Ainda, sabe-se que não há um consenso entre as empresas distribuidoras de energia sobre qual o melhor modo de controle destas máquinas, e na maioria dos casos a estratégia de controle de excitação é definida através de um acordo operativo entre a empresa de distribuição de energia e o produtor independente ou autoprodutor que opera o gerador distribuído. Neste contexto, esta dissertação de mestrado tem como objetivo apresentar contribuições com relação à avaliação da estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição, avaliando o impacto que os diferentes modos de controle de excitação podem ocasionar, em diferentes condições de operação do sistema. Como parâmetro principal de análise tem-se o tempo crítico de eliminação de falta, obtido através de exaustivas simulações dinâmicas utilizando dados de um sistema real e considerando diferentes condições de operação do sistema, sendo estas: diferentes modos de controle da geração distribuída, modificação do ganho proporcional do controlador de fator de potência, diferentes pontos de operação da geração distribuída, diferentes cenários de carregamento do sistema e diferentes potências de geração.

**Palavras-chave: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Geração Distribuída. Gerador Síncrono. Controle de Sistemas de Excitação. Estabilidade Transitória.**

## **ABSTRACT**

The connection of generators in distribution systems, commonly called distributed generation, brings new technical issues that must be analyzed by the utilities, since protection and control devices, as well as techniques for system planning and operation optimizing consider radial systems, i.e. without the presence of generators. In the case of synchronous generators, it is known that the excitation systems can be equipped with means for automatic adjustment of voltage, reactive power or power factor, and three different control modes can be applied to synchronous generators: voltage regulation, reactive power or power factor regulation and reactive power or power factor control. It is also known that there is no consensus among the power distribution companies about which is the best control mode for use in these machines, and in most cases the excitation control strategy is defined by an operating agreement between the company and the energy producer that operates the distributed generator. In this context, this work aims to provide contributions about the transient stability of synchronous generators connected to distribution systems, evaluating the impacts that different control modes may result in different system operating conditions. The main analysis parameter is the critical clearing fault time, obtained through extensive simulations using real system data. The different system operating conditions considered in the simulations are: different control modes, variation of the power factor controller proportional gain, different operating points of the distributed generation, different system loadings and power generation.

**Keywords: Electric Energy Distribution Systems. Distributed Generation. Synchronous Generator. Excitation Control System. Transient Stability.**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>18</b>
<b>2.1</b>	<b>TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>19</b>
<b>2.1.1</b>	<b>Energias Renováveis</b>	<b>19</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Cogeração</b>	<b>22</b>
<b>2.2</b>	<b>IMPACTOS DA CONEXÃO DE GD</b>	<b>24</b>
<b>2.2.1</b>	<b>Perfil de Tensão</b>	<b>25</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Qualidade de Energia</b>	<b>26</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Sistemas de Proteção</b>	<b>28</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Estabilidade</b>	<b>29</b>
<b>2.3</b>	<b>REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>31</b>
<b>2.3.1</b>	<b>Procedimentos de Distribuição</b>	<b>34</b>
<b>2.4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>35</b>
<b>3</b>	<b>ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA</b>	<b>37</b>
<b>3.1</b>	<b>MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE</b>	<b>40</b>
<b>3.1.1</b>	<b>A Equação de Oscilação</b>	<b>40</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Equações Elétricas do Gerador Síncrono</b>	<b>43</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Relação entre Ângulo e Potência</b>	<b>45</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Critério das Áreas Iguais</b>	<b>50</b>
<b>3.2</b>	<b>SISTEMAS DE EXCITAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS</b>	<b>53</b>
<b>3.2.1</b>	<b>Classificação dos Sistemas de Excitação</b>	<b>53</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Controle do Sistema de Excitação</b>	<b>56</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Regulação e Controle de Potência Reativa ou Fator de Potência</b>	<b>64</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Impactos dos Reguladores/Controladores no Sistema Elétrico</b>	<b>68</b>
<b>3.3</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>71</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>72</b>
<b>4.1</b>	<b>MODELAGEM DO SISTEMA</b>	<b>73</b>
<b>4.1.1</b>	<b>Sistema Equivalente de Conexão</b>	<b>73</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Modelo do Gerador Síncrono</b>	<b>73</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Sistema de Controle da GD</b>	<b>74</b>
<b>4.1.4</b>	<b>Turbina e Regulador de Velocidade</b>	<b>74</b>
<b>4.1.5</b>	<b>Modelo do Sistema de Excitação</b>	<b>75</b>
<b>4.1.6</b>	<b>Controlador de Fator de Potência</b>	<b>76</b>
<b>4.1.7</b>	<b>Representações dos Limitadores</b>	<b>78</b>
<b>4.2</b>	<b>DADOS DO SISTEMA</b>	<b>79</b>
<b>4.2.1</b>	<b>Dados de Fluxo de Carga</b>	<b>80</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Dados Dinâmicos</b>	<b>82</b>
<b>4.3</b>	<b>CONJUNTOS DE TESTES</b>	<b>83</b>
<b>4.4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>86</b>
<b>5</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>87</b>
<b>5.1</b>	<b>DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE</b>	<b>87</b>

<b>5.2 MODOS DE CONTROLE.....</b>	<b>88</b>
<b>5.3 VARIAÇÃO DOS PARÂMETROS DO CONTROLADOR DE FP.....</b>	<b>91</b>
<b>5.4 VARIAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DA GD.....</b>	<b>95</b>
<b>5.5 VARIAÇÃO DO CARREGAMENTO DO SISTEMA.....</b>	<b>97</b>
<b>5.6 AUMENTO DA POTÊNCIA DE GERAÇÃO.....</b>	<b>98</b>
<b>5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>100</b>
<b>6 CONCLUSÕES.....</b>	<b>102</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>105</b>



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Topologia básica de um sistema elétrico de potência. ....	12
Figura 2 Sistema de geração de calor e energia.....	23
Figura 3 Classificação dos fenômenos de estabilidade. ....	39
Figura 4 Sistema máquina versus barramento infinito. ....	46
Figura 5 Relação entre ângulo e potência.....	47
Figura 6 Sistema de uma máquina.....	48
Figura 7 Diagrama fasorial em regime permanente. ....	49
Figura 8 Curvas de ângulo-potência para exemplificar o critério das áreas iguais. ....	52
Figura 9 Sistemas de excitação de geradores síncronos. ....	54
Figura 10 Sistema de controle de excitação. ....	57
Figura 11 Sistema gerador síncrono conectado à barra infinita. ....	57
Figura 12 Áreas de aceleração e desaceleração: (a) sem AVR e (b) com AVR.....	58
Figura 13 Realimentação derivativa para estabilização. ....	59
Figura 14 Circuito compensador de carga.....	60
Figura 15 Diagrama de regulador de var/FP. ....	66
Figura 16 Diagrama de um sistema de excitação com controle de potência reativa ou FP.....	67
Figura 17 Modelo de turbina térmica com reaquecimento.....	74
Figura 18 Modelo do regulador de tensão.....	75
Figura 19 Modelo de Controlador de FP.....	77
Figura 20 Representações dos limitadores. ....	78
Figura 21 Sistema de distribuição do estudo de caso. ....	79
Figura 22 Tensão na barra para gerador operando com regulador de tensão.....	87
Figura 23 Fator de potência na barra para gerador operando com controlador de FP. ....	88
Figura 24 Fator de potência na barra para gerador operando com regulador de FP.....	88
Figura 25 Comportamento dinâmico da tensão de campo para uma falta na barra 804.....	90
Figura 26 Comportamento dinâmico da tensão de campo para uma falta na barra 808.....	91
Figura 27 Comportamento dinâmico da tensão na barra do gerador para uma falta na barra 808. ....	91
Figura 28 Sinal de controle $V_{pf}$ para ganhos proporcionais diferentes.....	93
Figura 29 Comportamento da tensão de campo para $K_p=1$ e $K_p=20$ .....	93
Figura 30 Sinal de saída do controlador de FP.....	94
Figura 31 Resposta do ângulo – comparação de modelagem com e sem limitador.....	95
Figura 32 Resposta dinâmica do ângulo – falta na barra 802.....	96
Figura 33 Resposta dinâmica do ângulo do rotor – Cenários de carregamentos diferentes. ....	98
Figura 34 Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para uma falta na barra 801 durante 130 ms.....	99
Figura 35 Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para uma falta na barra 804 durante 190 ms.....	100

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Descrição das variáveis do regulador de velocidade. ....	75
Tabela 2 Variáveis do Regulador de Tensão tipo ST2A. ....	76
Tabela 3 Variáveis do Controlador de FP. ....	77
Tabela 4 Dados das linhas. ....	80
Tabela 5 Dados das cargas.....	81
Tabela 6 Dados da geração distribuída.....	82
Tabela 7 Dados do regulador de tensão.....	82
Tabela 8 Dados da turbina e regulador de velocidade.....	83
Tabela 9 Dados dos casos de fluxo de carga - ANAREDE.....	83
Tabela 10 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) para os três modos de controle. ....	89
Tabela 11 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Variação dos parâmetros de controle.....	92
Tabela 12 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Representação do limitador do controlador de FP. ....	94
Tabela 13 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Variação do ponto de operação da GD. ....	95
Tabela 14 Ângulos pré-falta para os diferentes pontos de operação da GD.....	96
Tabela 15 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Variação de carregamento do sistema.....	97
Tabela 16 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Aumento de potência gerada.....	99

## LISTA DE ABREVIATURAS

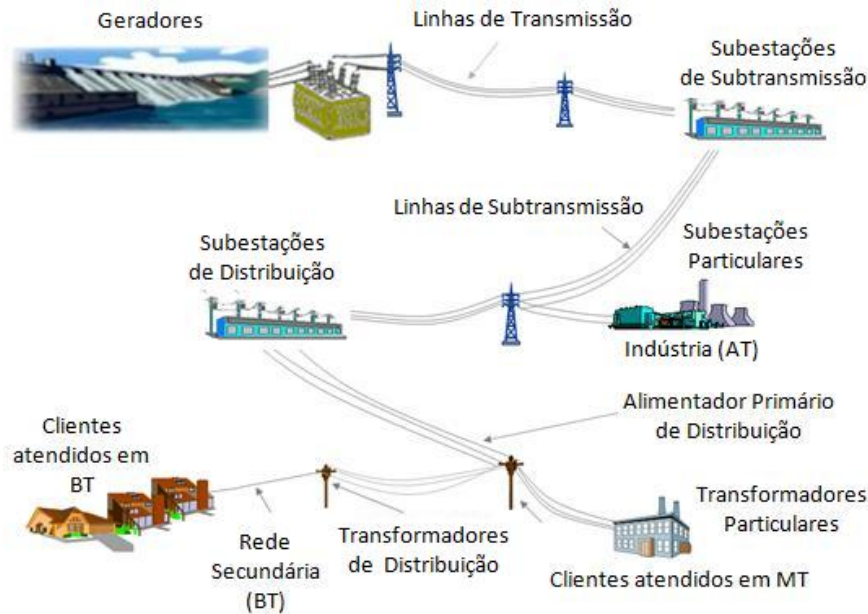
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	Regulador automático de tensão – <i>Automatic voltage regulator</i>
BT	baixa tensão
CA	corrente alternada
CC	corrente contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Eletrobrás
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
FP	fator de potência
GD	geração distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MT	media tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	pequena central hidrelétrica
PIE	produtor independente de energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
pu	por unidade
RP	regime permanente
SDE	sistema de distribuição de energia elétrica
SE	subestação
SEP	sistema elétrico de potência
TCE	tempo crítico de eliminação de falta
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica ocupa lugar de destaque na história do desenvolvimento da sociedade no mundo, uma vez que o progresso econômico e a qualidade de vida atualmente dependem da mesma. O aumento e a difusão do consumo de energia elétrica trouxeram a necessidade do aumento da capacidade de geração, surgindo, então, as grandes centrais hidrelétricas. No Brasil estas grandes centrais de geração de energia foram instaladas distantes dos grandes centros de consumo devido, basicamente, ao melhor aproveitamento das aflúncias e dos desníveis dos rios. Por consequência, foram construídas longas linhas de transmissão de alta tensão para transportar a energia gerada nestas usinas. Em diversos outros países um procedimento similar também foi adotado, seja pela proximidade dos rios ou pela proximidade das fontes primárias de energia utilizadas para a geração de energia elétrica (como o carvão mineral utilizado em usinas térmicas, por exemplo). Assim, a topologia básica de um sistema elétrico de potência (SEP) caracteriza-se por geradores de grande porte fornecendo energia às cargas através dos sistemas de transmissão, como mostra a Figura 1.

O sistema de transmissão é utilizado para o transporte de energia até os centros de consumo ou grandes consumidores, muitas vezes por longas distâncias. Como os geradores normalmente geram em tensões mais baixas, as mesmas são ampliadas a níveis mais altos através dos transformadores elevadores das usinas. Essa elevação de tensão é necessária para reduzir as perdas de transmissão, viabilizando as transmissões a longas distâncias (EL-HAWARY, 2008).

Próximo aos centros de carga ocorre a redução da tensão para níveis de subtransmissão. Os sistemas de subtransmissão transmitem potência em quantidades menores, das subestações (SEs) transmissoras às SEs distribuidoras, atendendo os consumidores de médio porte e os sistemas de distribuição.



**Figura 1 Topologia básica de um sistema elétrico de potência.**

Por fim, as SEs de distribuição fornecem energia aos consumidores através de alimentadores primários em média tensão. Conectados aos alimentadores primários, através de transformadores rebaixadores estão os alimentadores secundários que fornecem energia a clientes de menor porte em baixa tensão, como clientes residenciais e comerciais (SHORT, 2004).

Alguns exemplos de tensões típicas praticadas em sistemas em sistemas elétricos de potência são:

- geração: 400 V a 24 kV;
- transmissão: 138 kV a 765 kV;
- subtransmissão: 69 kV e 138 kV;
- distribuição: média tensão (13,8 kV a 34,5 kV) e baixa tensão (110 V a 440 V).

No entanto, com a inserção de unidades geradoras nos sistemas de distribuição de energia (SDE), essa topologia básica dos SEP tem sido modificada. Nesse caso, a etapa da transmissão da energia não acontece, uma vez que o gerador está conectado próximo à carga.

O termo Geração Distribuída (GD) é usualmente utilizado para caracterizar os geradores conectados a SDE.

Segundo (JENKINS et al., 2000), não há uma definição universal para o termo geração distribuída. No entanto, algumas características comuns em diversos países e entidades internacionais do setor elétrico podem ser listadas, tais como o planejamento e o despacho descentralizado, potências geradas normalmente inferiores a 50 MW e geradores usualmente conectados a sistemas de distribuição. No caso brasileiro, pode-se caracterizar uma GD como uma geração não despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo os procedimentos de rede do ONS, não são despachadas as usinas com potência disponibilizada para o sistema inferior a 30 MW (ONS, 2009).

Recentemente, o interesse pela GD tem aumentado consideravelmente, em razão de alguns fatores como (CIRED, 1999; JENKINS et al., 2000):

- a reestruturação do setor de energia elétrica, que, no Brasil, promoveu o livre acesso às redes de transmissão e distribuição, criou as figuras de produtor independente e autoprodutor de energia, e desverticalizou o sistema elétrico brasileiro através da regulamentação cada setor (geração, transmissão e distribuição);
- a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia, com o objetivo de aumentar a confiabilidade e segurança do sistema elétrico;
- os avanços tecnológicos que permitiram que diversas formas de geração de energia pudessem ser aplicadas em geração distribuída, tais como as turbinas eólicas e os painéis fotovoltaicos;
- a conscientização sobre conservação ambiental e uso racional da energia, que trouxe a preocupação com o meio ambiente, evidenciando as fontes de geração de energia renováveis.

A conexão dos geradores distribuídos traz novos aspectos técnicos que devem ser analisados pelas empresas distribuidoras. Todos os dispositivos de proteção e controle normalmente utilizados nestas empresas, bem como as técnicas de planejamento e otimização da sua operação, não consideram estes geradores. Nota-se, entretanto, um grande esforço por parte das concessionárias de energia para que estes geradores sejam considerados em tais técnicas e/ou equipamentos.

As empresas distribuidoras devem garantir a qualidade do fornecimento e a segurança tanto para a população quanto para o sistema elétrico, e, portanto, a conexão de geradores nestes sistemas traz certa preocupação. A proteção destes geradores é normalmente ajustada de forma que qualquer perturbação no sistema deve retirar de operação os mesmos, uma vez que as concessionárias não possuem o controle sobre estas máquinas ao passo que quaisquer danos aos consumidores são de responsabilidade da empresa distribuidora.

No entanto, com o aumento do número de conexões de GD, verificou-se certa importância destes geradores em relação a aspectos sistêmicos, como no auxílio na estabilidade dos sistemas elétricos de potência de uma forma geral. No cenário mundial, uma das conclusões sobre o blecaute na Europa em 2006, ocasionado pela perda de uma linha de transmissão e consequente déficit de geração, o que levou a uma redução da frequência do sistema, foi que o blecaute poderia ter atingido uma área menor caso os geradores conectados aos sistemas de distribuição tivessem permanecido conectados (UCTE, 2007). Dessa forma, verifica-se a importância do entendimento dos impactos dos geradores distribuídos na estabilidade dos sistemas elétricos de potência e, por consequência, do comportamento dinâmico de geradores distribuídos de uma forma geral.

Quanto ao tipo de tecnologia aplicada em geração distribuída, pode-se afirmar que a tendência de aplicação da GD no mundo está na conexão de fontes primárias de energia através de inversores, uma vez que muitas destas fontes não produzem energia através de

máquinas rotativas ou, se produzem, podem não ser máquinas síncronas (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). No entanto, no contexto brasileiro a GD é em sua maioria composta por geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição de energia elétrica (FREITAS et al., 2005b; GRANVILLE, et al., 2009), sendo que o estado de São Paulo possui destaque (MACHADO, 2004) devido ao desenvolvimento do setor sucroalcooleiro neste estado, ocorrendo uma grande difusão de usinas de cogeração conectadas aos sistemas públicos de distribuição e subtransmissão de energia elétrica. Sendo assim, esta dissertação contextualiza-se exatamente no âmbito de geradores distribuídos com geração síncrona, conforme o contexto brasileiro.

Em se tratando de geradores síncronos, sabe-se que os sistemas de excitação podem ser equipados com meios para o ajuste automático de tensão, potência reativa ou fator de potência. De acordo com a definição apresentada em (HAJAGOS; LEE, 2005), pode-se aplicar três diferentes modos de controle: regulação de tensão, regulação de potência reativa ou fator de potência e controle de potência reativa ou fator de potência. Sabe-se que não há um consenso entre as empresas distribuidoras sobre qual o melhor modo de controle destas máquinas, sendo que na maioria dos casos a estratégia de controle de excitação é definida através de um acordo operativo entre a empresa de distribuição de energia e o produtor de energia que opera o gerador distribuído. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar contribuições com relação à avaliação da estabilidade transitória de geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição de energia, analisando o impacto que diferentes modos de controle de excitação podem ocasionar, em diferentes condições de operação do sistema. Através dos resultados obtidos nesta dissertação espera-se auxiliar os engenheiros responsáveis pelos estudos dos sistemas de distribuição com geração distribuída nas análises que envolvem geradores síncronos distribuídos.



Por meio de simulações dinâmicas utilizando dados de um sistema real, são obtidos os tempos críticos de eliminação para defeitos em diversas barras de um sistema típico brasileiro, modificando o modo de controle de um gerador síncrono distribuído e os pontos de operação do gerador e do sistema. As simulações dinâmicas foram realizadas utilizando o *software* ANATEM, e os casos de fluxo de potência necessários para estas simulações foram obtidos utilizando-se o *software* ANAREDE, ambos do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

**Capítulo 2 – Geração Distribuída:** neste capítulo são apresentados conceitos sobre geração distribuída, as tecnologias existentes, os impactos da conexão destes geradores e aspectos regulatórios relacionados.

**Capítulo 3 – Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência:** o objetivo deste capítulo é apresentar os conceitos associados à estabilidade de sistemas elétricos de potência, passando pelos sistemas de excitação de geradores síncronos e as formas de controle existentes (controle por tensão, potência reativa ou fator de potência).

**Capítulo 4 – Estudo de Caso:** este capítulo apresenta a modelagem do sistema de distribuição utilizado como caso base nas simulações do presente trabalho e os modelos de gerador síncrono e de seu sistema de excitação. Ainda, são descritos os conjuntos de testes utilizados como referência nas simulações.

**Capítulo 5 – Análise dos Resultados:** este capítulo apresenta os resultados das simulações dinâmicas realizadas, considerando diferentes cenários de operação do gerador e do sistema de distribuição. Estes resultados foram obtidos através de exaustivas simulações utilizando o *software* ANATEM, obtendo o tempo crítico de eliminação para diversas faltas no alimentador de distribuição.

**Capítulo 6 – Conclusões:** neste capítulo são apresentadas as conclusões e as principais contribuições deste trabalho, e são feitas algumas sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo Geração Distribuída é comumente utilizado em combinação com uma certa categoria de tecnologias, principalmente aquelas que utilizam recursos renováveis como fonte de energia primária. No entanto, esses conceitos são distintos e não devem ser confundidos, sendo então necessária uma correta definição dos mesmos quando se trata do contexto de geração distribuída (SILVA, 2002). São estes:

- fontes alternativas de energia: são fontes complementares de energia relativamente novas no que se refere à exploração como fonte de energia elétrica com produção em grande escala e conectada a sistemas interligados, ou cuja forma de exploração ainda está em desenvolvimento. Alguns exemplos são: solar, células a combustível e biomassa;
- fontes renováveis de energia: são fontes que não se esgotam na terra, por se renovarem em um ciclo curto, e fontes que não queimam combustível fóssil para produção de energia elétrica. Como exemplo pode-se citar a energia solar, eólica e hídrica;
- cogeração: é a produção simultânea de energia mecânica e calor a partir de uma mesma fonte primária, sendo que na maioria dos casos a energia mecânica é convertida em energia elétrica através de um alternador.

A geração distribuída é um termo amplo o suficiente de forma que tanto as fontes alternativas e renováveis de energia quanto a cogeração podem estar inseridas no seu contexto. Mesmo assim, um empreendimento em GD não precisa necessariamente estar inserido em um destes três conceitos, como é o caso de geradores a diesel de pequeno porte.

Diversos benefícios da aplicação de GD são listados na literatura. Primeiramente pode-se citar o fator custo, uma vez que as tecnologias para GD são muito baratas quando comparadas às de geração centralizada de grande porte, pois dispensam os investimentos

elevados em linhas de transmissão e podem ser implantadas em prazos bem menores. Ainda, pode-se citar a redução das perdas elétricas, já que a energia é gerada próxima à carga, e a maior facilidade em se encontrar locais para a instalação de plantas de geração de pequeno porte (JENKINS et al., 2000; SOUZA, 2009).

Outros benefícios da geração distribuída são listados em (FLORES, 2003), tais como a melhoria da confiabilidade do sistema, uma vez que mais fontes estariam disponíveis para atendimento à carga em um determinado sistema, e a promoção de atividades industriais e serviços relacionados à GD, contribuindo para o desenvolvimento social e econômico.

## **2.1 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Há muitos tipos de plantas de geração de energia conectadas a redes de distribuição, as quais utilizam tecnologias que vão desde aquelas bem conhecidas, como a geração combinada de calor e energia (CHP, do inglês *Combined Heat and Power*) e geração a combustão interna, até tecnologias mais recentes como turbinas eólicas e células fotovoltaicas (JENKINS et al., 2000).

Para operar o sistema da melhor forma, é fundamental o entendimento da interação que a GD terá com a rede de distribuição, e para tanto é necessário o conhecimento das características da tecnologia aplicada e também das condições de operação do sistema e do gerador. Por exemplo, em estudos de fluxo de potência é importante que seja determinado o modelo adequado da GD conectada, sendo necessário, então, o conhecimento da operação e do tipo de conexão da máquina ao sistema (direta ou indireta) (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2008).

A seguir são apresentadas algumas das tecnologias de geração distribuída atualmente existentes, divididas em duas categorias: energias renováveis e cogeração.

### **2.1.1 Energias Renováveis**

O que distingue as tecnologias de energias renováveis das demais é o fato de se aplicar fontes de energia que podem ser repostas, ou cujos recursos naturais associados possuem um ciclo de reposição pequeno o suficiente, de forma que sua taxa de utilização é menor do que sua taxa de reposição.

Os vários tipos de tecnologias para produção de energia elétrica empregando recursos renováveis incluem:

- painéis fotovoltaicos;
- turbinas eólicas;
- pequenas centrais hidrelétricas (PCH);
- energia geotérmica;
- geração térmica a biomassa.

A geração fotovoltaica, ou a conversão de energia solar em energia elétrica, é uma tecnologia bem estabelecida para o atendimento a cargas isoladas do sistema elétrico. Os módulos fotovoltaicos são compostos por células semicondutoras de eletricidade, sendo que o material comumente utilizado na fabricação de células é o silício. Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, a absorção de fótons produz a passagem de elétrons da banda de valência para a banda de condução. Os portadores gerados pelos fótons absorvidos estão sujeitos à ação do campo elétrico interno, que se estabelece na interface da junção P-N, originando uma corrente que atravessa uma carga externa. A intensidade da corrente gerada é proporcional à intensidade da luz incidente (TOLMASQUIM, 2003).

A tendência de geração de energia fotovoltaica em maior escala e conexão às redes elétricas tem sido considerada nos últimos anos. Conforme (ANEEL, 2008), a participação da energia solar na matriz mundial é pouco expressiva, mas ainda assim, ocorreram aumentos de mais de 2000% na participação desta fonte primária de energia entre 1996 e 2006. Nesta forma de geração de energia elétrica, não há uma máquina rotativa associada, e a sua conexão

com o sistema elétrico (quando realizada) é muitas vezes feita através de dispositivos de eletrônica de potência, a saber, inversores.

A conversão de energia eólica em energia elétrica é, basicamente, obtida da energia cinética gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta. Iniciada na Alemanha, Dinamarca, Holanda e Estados Unidos, a energia eólica está presente em vários outros países (TOLMASQUIM, 2003). O Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial (ANEEL, 2008).

Uma turbina eólica opera extraíndo a energia cinética do vento que passa pelo seu rotor e as tecnologias existentes de turbina utilizam tanto geradores de indução como geradores síncronos (conectados à rede através de conversores). A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976 na Dinamarca (ANEEL, 2005). Com o crescimento do mercado eólico na Europa e nos EUA, o desenvolvimento tecnológico levou à necessidade de desenvolvimento de turbinas de maior capacidade, principalmente para a integração de grandes blocos de potência, sendo este mercado dominado por indústrias dinamarquesas e alemãs (TOLMASQUIM, 2003). O mercado mundial para turbinas eólicas mostrou um grande crescimento na primeira metade de 2010, segundo informações da *World Wind Energy Association* (WWEA, 2010), com uma capacidade adicionada de aproximadamente 16 GW no mundo, sendo que os Estados Unidos da América lideram o ranking de capacidade instalada.

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são classificadas pela ANEEL como usinas com potência entre 1,1 MW e 30 MW. Gerações com menos de 1 MW são denominadas Centrais Geradoras Hidrelétricas, e na faixa acima de 30 MW estão as Usinas Hidrelétricas de Energia. As gerações hídricas de pequeno porte podem utilizar tanto geradores de indução quanto síncronos (JENKINS et al., 2000).

A biomassa, do ponto de vista energético, é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia mecânica, térmica ou elétrica (ANEEL, 2008). De acordo com sua origem, pode ser florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, por exemplo) e rejeitos urbanos e industriais (lixo, por exemplo).

Segundo (ANEEL, 2008), a biomassa é uma das fontes para produção de energia com maior potencial de crescimento nos próximos anos. É considerada uma das principais alternativas para diversificação da matriz energética e consequente redução da dependência dos combustíveis fósseis, tanto no mercado internacional quanto nacional. A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração.

### **2.1.2 Cogeração**

Também conhecidas por plantas a ciclo combinado de calor e potência (CHP), a cogeração é a produção simultânea de dois tipos de energia, geralmente eletricidade e calor, a partir de uma única fonte de combustível. Pode ser uma opção econômica quando há a necessidade tanto de energia quanto de calor ou arrefecimento. Ainda, os sistemas de cogeração apresentam como principal vantagem a economia de investimentos em transmissão e distribuição de energia e sua elevada eficiência energética quando comparados aos sistemas tradicionais de termelétricas (COGEN, 2010).

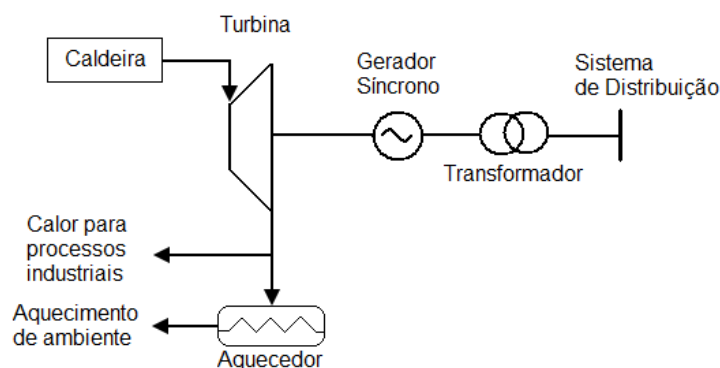
As fontes utilizadas pelas centrais de cogeração são as mais diversas, divididas entre biomassa, combustíveis fósseis e combustíveis residuais/calor recuperado de processo, com grande destaque para a cana-de-açúcar e o gás natural (BARJA, 2006).

No Brasil, com o grande desenvolvimento do setor sucro-alcooleiro, ocorreu uma grande difusão das usinas de cogeração, destacando-se neste contexto o estado de São Paulo

(MACHADO, 2004). Segundo (ANEEL, 2008), dentre as fontes de biomassa existentes no país a cana-de-açúcar é um recurso com grande potencial para a geração de energia elétrica por meio da utilização do bagaço e da palha. Além de contribuir para a diversificação da matriz energética, a safra da cana-de-açúcar coincide com o período de estiagem na região Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, auxiliando na preservação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Geralmente a energia elétrica gerada é consumida localmente, havendo excedente a energia é exportada para a rede elétrica, ou, no caso de déficit, a energia faltante é suprida pelo sistema elétrico. O calor gerado pode ser utilizado nos processos industriais e no aquecimento de ambientes (JENKINS et al., 2000).

Os principais equipamentos que compõem esses sistemas são aqueles que utilizando um combustível produzem energia mecânica, para mover um gerador que irá produzir eletricidade, e outros equipamentos para a produção de energia térmica (calor e frio). A Figura 2 apresenta um esquema de geração CHP utilizando uma turbina a vapor, onde todo o vapor passa através da turbina que move um gerador síncrono. Após a turbina, o vapor a uma pressão típica de 0,12-4 MPa e uma temperatura entre 200 e 300°C (JENKINS et al., 2000), dependendo do seu uso, é aplicado no processo industrial ou no aquecimento de ambientes.



**Figura 2 Sistema de geração de calor e energia.**

Segundo (JENKINS et al., 2000), esquemas industriais de geração tipo CHP podem alcançar uma redução de 35% na energia utilizada, quando comparada com a geração



centralizada e a utilização de aquecedores. No sistema do Reino Unido, a utilização desse tipo de geração leva à uma redução de 30% da emissão de CO<sub>2</sub> quando comparada à geração a carvão, e de 10% em comparação com plantas CHP centralizadas.

## **2.2 IMPACTOS DA CONEXÃO DE GD**

Os impactos que a conexão de geração distribuída pode ter sobre os sistemas de distribuição podem ser vários, uma vez que estes sistemas foram originalmente concebidos assumindo que a subestação primária é a única fonte de potência. Em (WALLING et al., 2008) é apresentado um resumo dos possíveis impactos que a conexão de uma GD em um alimentador de distribuição pode causar, sendo eles: aspectos de tensão e interação da GD com os equipamentos de controle de tensão já existentes como bancos de capacitores e reguladores de tensão; aspectos de proteção e coordenação da proteção; perda da fonte principal (conexão com o sistema de subtransmissão) e aspectos relacionados ao ilhamento, entre outros.

Basicamente, com a inserção de geradores nos sistemas de distribuição, os fluxos de potência nos alimentadores podem ter seus sentidos alterados e a rede deixa de ser um circuito passivo alimentando somente cargas, passando a ser um sistema ativo com as tensões e potências determinadas pelos geradores e pelas cargas conectadas ao alimentador de distribuição. Por exemplo, um esquema de cogeração com gerador síncrono poderá absorver ou fornecer potência reativa, de acordo com o ajuste do sistema de excitação da máquina, modificando o perfil de tensão do alimentador.

Diversas concessionárias de energia vêm desenvolvendo normas e procedimentos para conectar geradores às suas redes. De forma geral, a preocupação está em não reduzir a qualidade do fornecimento de energia para os demais consumidores e garantir a segurança do

sistema. A seguir são descritos sucintamente os principais impactos técnicos da conexão de geração distribuída.

### **2.2.1 Perfil de Tensão**

A conexão de GD a alimentadores de distribuição pode trazer a necessidade de adequação do controle de tensão. Com a possível mudança de fluxo de potência, alguns equipamentos, projetados para operar com fluxo unidirecional, podem apresentar problemas para o sistema, sendo que alguns destes estão descritos a seguir.

Em (DEBLASIO; CHALMERS, 2009) não é recomendado que uma GD regule a tensão em um alimentador. Tal recomendação pode ser interpretada como uma condição proibitiva para o ajuste automático de potência reativa de acordo com as variações de tensão do sistema. Geralmente, a tentativa de regular a tensão pode entrar em conflito com os equipamentos já existentes na rede de distribuição ajustados para regular a tensão em um ponto próximo ao ponto de conexão do gerador. No entanto, caso haja um acordo entre a concessionária de energia e o agente gerador, pode ser permitido que a GD controle a tensão no alimentador (WALLING et al., 2008).

Pode-se citar como exemplo o caso de alimentadores com vários reguladores de tensão instalados ao longo da rede. Se forem instalados geradores com a intenção também de regular a tensão, poderá ocorrer uma competição entre os equipamentos de controle de tensão, ocasionando um modo oscilatório na tensão (GONÇALVES, 2004). Mesmo não controlando a tensão do sistema efetivamente, uma GD pode causar um aumento ou uma redução na tensão ao longo do alimentador dependendo do tipo de geração, do método de controle, de sua potência gerada, dos parâmetros do alimentador e do carregamento (WALLING et al., 2008).

Outro exemplo de impacto da conexão de GD no perfil de tensão seria durante o período de carga leve (mínima), quando a tensão no final da rede normalmente está

ligeiramente abaixo do valor nominal, dependendo da condição do alimentador. Se um gerador é conectado ao final do alimentador, o sentido do fluxo de potência poderá mudar, e conseqüentemente o perfil de tensão também se modifica. O caso mais crítico ocorre quando a carga do alimentador é mínima, e a geração escoar através da rede de subtransmissão a qual está conectado o alimentador, ocasionando uma elevação das tensões nas barras. Em alguns casos, a tensão pode ser limitada revertendo-se o sentido da potência reativa através de um gerador de indução ou subexcitando um gerador síncrono (JENKINS et al., 2000).

A GD pode também impactar nas perdas do alimentador, resultando na modificação do perfil de tensão. Se o gerador é dimensionado para suprir a demanda local e é instalado próximo à carga, poderá reduzir significativamente as perdas na linha. Se instalado longe da subestação e escoar sua potência gerada através do sistema de subtransmissão por gerar uma potência maior do que a carga local, as perdas no alimentador podem aumentar (WALLING et al., 2008).

Dessa forma, verifica-se a importância de um estudo de fluxo de potência para cada caso, considerando as características específicas do alimentador e de sua carga, bem como do gerador, de forma que sejam atingidas as melhores condições de operação e que sejam identificados quaisquer problemas de capacidade das linhas ou de regulação de tensão.

### **2.2.2 Qualidade de Energia**

A geração distribuída pode ter um efeito considerável na qualidade da energia recebida pelos consumidores (JENKINS; STRBAC, 1995). O impacto depende do tamanho relativo da unidade geradora em relação ao nível de curto-circuito e relação X/R, e das características do gerador e turbina utilizados. Dentre os efeitos, pode-se citar: variações de tensão de longa duração, flutuações de tensão (*flicker*) e distorção harmônica de tensão. Na verdade, os estudos relacionando à qualidade de energia com a geração distribuída mostram que, em

certos aspectos a qualidade de energia do sistema pode ser melhorada, sendo que em outros é possível que ela seja depreciada. A consequência positiva ou negativa depende da característica de cada sistema, bem como do tipo de geração distribuída conectada ao sistema.

Nos últimos anos, diversos estudos vêm sendo realizados com o objetivo de descrever e quantificar o impacto das conexões de geradores em SDE na qualidade da energia (JENKINS et al., 2000; MAREI; EL-SAADANY; SALAMA, 2004; BOLLEN; HÄGER, 2005; WALLING et al., 2008; CALDERARO et al., 2009), sendo que a maioria destes trabalhos preocupa-se com os critérios de regime permanente relacionados à qualidade de energia.

Alguns estudos relacionam estes impactos com as oscilações eletromecânicas dos geradores, que são causadas pela falta de torque amortecedor nos geradores síncronos. Em (SALIM; OLESKOVICZ; RAMOS, 2010) verificou-se que quanto mais severa a perturbação para o gerador síncrono, em função do seu torque acelerante, maior o tempo de duração das flutuações de tensão na resposta do sistema elétrico, o que é característica já bem conhecida na área de estabilidade de sistemas de potência. Entretanto, quando estes geradores síncronos estão conectados no nível de distribuição de energia elétrica, então estas flutuações de tensão podem resultar em *flicker* nas barras de carga do sistema, depreciando a qualidade da energia destes.

Ainda, a conexão e desconexão de geradores distribuídos podem causar variações de tensão de curta duração na rede. Os distúrbios causados pela conexão de geradores síncronos podem ser minimizados se o gerador for corretamente sincronizado com o sistema, e, no caso de geradores de indução, dispositivos do tipo *soft-starter* podem ser utilizados para limitar a corrente de partida (JENKINS et al., 2000).

Por outro lado, a conexão de uma GD tende a aumentar o nível de curto-circuito da rede. Uma vez conectada a geração, os distúrbios causados por outros consumidores ou

cargas, ou até mesmo faltas remotas, irão resultar em variações de tensão menores, podendo até melhorar a qualidade da energia neste aspecto (JENKINS et al., 2000).

### **2.2.3 Sistemas de Proteção**

Os sistemas de distribuição foram planejados e projetados, em sua maioria, considerando uma estrutura radial, com seus sistemas de proteção instalados e ajustados de acordo com esta concepção. Dessa forma, a conexão de geradores resulta na necessidade de instalação ou substituição de parte ou de todo o conjunto de dispositivos de proteção, de forma que a seletividade e a coordenação possam ser garantidas. Diversos aspectos relacionados aos impactos da conexão de GD em SDE são abordados em (WALLING et al., 2008).

Nos casos em que a geração é maior do que a carga em um determinado alimentador de distribuição pode ser necessária também a revisão do sistema de proteção da transmissão, como no caso de linhas com relés de distância, que podem ter sua sensibilidade prejudicada devido ao fluxo de potência injetado pela GD (SALESSE; MARQUES, 2006).

Conforme o número de unidades de GD aumenta em um alimentador de distribuição, a contribuição de falta das GDs torna mais difícil a sensibilização dos relés convencionais da concessionária e a detecção de faltas de alta impedância por estes relés. Em SDE, geralmente são aplicados dispositivos baseados em sobrecorrente para a detecção de falhas, que são ajustados para determinada corrente de falta mínima de forma a cobrir uma zona que, normalmente, inclui até os terminais do alimentador. À medida que mais GDs são instaladas, essa zona de proteção pode ser alterada. A solução pode ser obtida através da instalação de outro dispositivo, como um religador, ao longo do alimentador com o objetivo de estender a zona de proteção (WALLING et al., 2008).

Um importante requisito técnico para garantir a operação segura e confiável da rede elétrica com geração distribuída é a capacidade do sistema de proteção do gerador de detectar rapidamente uma condição de ilhamento. O ilhamento é a situação em que uma parte da rede de distribuição torna-se eletricamente isolada da fonte principal (subestação), mas continua energizada por geradores distribuídos conectados no subsistema isolado (PITOMBO, 2010).

A perda da fonte principal pode deixar parte da rede de distribuição energizada somente por geradores distribuídos que estão conectados. Esse ilhamento não intencional pode levar a uma série de problemas técnicos, legais e de segurança às pessoas e aos equipamentos. Dessa forma, a prática utilizada pelas concessionárias é a desconexão de todos os geradores assim que ocorrer o ilhamento.

#### **2.2.4 Estabilidade**

O impacto da GD na estabilidade de um sistema de potência vem sendo analisado por diversos autores na literatura (DONNELLY et al., 1996; EDWARDS et al., 2000; REZA et al., 2004; FREITAS et al., 2005a; FREITAS et al., 2005b; KUIAVA et al., 2008; CALDERARO et al., 2009). Tais estudos se dividem entre os impactos da geração distribuída na estabilidade do sistema elétrico interligado (ou seja, sistemas de geração e transmissão) e na estabilidade dos sistemas de distribuição com GD. A partir destes estudos, pode-se observar que os aspectos mais significativos são: o índice de penetração de GDs, o local da sua conexão, e as diferentes tecnologias de geração e controle utilizadas.

Uma análise da influência do aumento de conexões de geração distribuída nos sistemas de transmissão é apresentada em (DONNELLY et al., 1996). O foco está em avaliar a resposta dos geradores conectados aos sistemas de transmissão para faltas na rede. Os resultados apresentados mostram que as GDs têm impacto positivo na estabilidade da rede

básica do sistema de transmissão, uma vez que, por estarem conectadas próximas às cargas, reduzem o desbalanço entre carga e geração para faltas na transmissão.

O trabalho apresentado em (REZA et al, 2004) apresenta um estudo sobre o impacto do nível de penetração de GDs na estabilidade transitória do sistema de transmissão. Os resultados obtidos mostraram que com um carregamento maior no sistema pode ocorrer uma redução do amortecimento de oscilações no sistema. A instalação de GD pode reduzir esse fluxo de potência no sistema de transmissão e melhorar a estabilidade transitória do mesmo.

Já o estudo da estabilidade dos SDE com GD para faltas na rede de distribuição é analisada em (EDWARDS et al., 2002), determinando o tempo crítico de eliminação da falta através de simulações no *software* PSS/E. Nas simulações são utilizados modelos de turbinas a gás movendo geradores síncronos entre 5 e 25 MW. Os resultados mostram que GDs tendem a apresentar um pobre desempenho com relação à estabilidade transitória, tendo em vista as características típicas destes geradores, como a baixa constante de inércia, o baixo amortecimento e as altas constantes de tempo.

Em (FREITAS et al., 2005b) é apresentada uma análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída, sendo analisada, dentre outras questões técnicas, a estabilidade transitória do sistema. Os resultados mostram que, de forma geral, do ponto de vista de perfil de tensão de regime permanente, estabilidade de tensão e estabilidade transitória, o uso de geradores síncronos controlados por tensão leva a um melhor desempenho da rede, além de permitir que a capacidade máxima permissível de GD seja mais elevada.

Já em (ABREU, 2005), é apresentado um estudo detalhado sobre o desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição, considerando apenas o regulador automático de tensão como controle do sistema de excitação da GD, onde é

avaliada a influência de diversos fatores na resposta transitória do gerador, tais como o nível de carregamento do sistema, a constante de inércia, o nível de curto-circuito, entre outros.

Ocorrendo distúrbios severos na rede, geradores síncronos podem perder o sincronismo, enquanto que geradores de indução podem acelerar, absorvendo uma corrente reativa alta e provocando uma queda de tensão ainda maior no sistema, que pode levar ao colapso. O limite de estabilidade em regime permanente de geradores de indução pode limitar sua aplicação em sistemas fracos<sup>1</sup>, pois uma alta impedância da fonte ou um nível de curto-circuito baixo da rede podem reduzir o torque de pico dos geradores de forma que eles não consigam operar com sua capacidade nominal (JENKINS et al., 2000).

As diferentes tecnologias de GD e seus impactos na estabilidade transitória do sistema são analisados em (SLOOTWEG; KLING, 2002). As distintas formas de geração e detalhes construtivos das máquinas podem promover os mais variados impactos no sistema de potência.

### **2.3 REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro introduziu o conceito de geração distribuída, reconhecendo sua participação no suprimento de energia às concessionárias. No Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, foi definida a conceituação de geração distribuída, regulamentando o que tinha sido instituído na Lei 10.848, de 15 de março de 2004, considerada como o novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Antes da promulgação da Lei 10.848, a aplicação de geração distribuída era indefinida. O Decreto 5.163, então, regulamentou e definiu o conceito de geração distribuída no Brasil, como sendo:

- geração hidrelétrica através de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) de potência igual ou inferior a 30 MW;

---

<sup>1</sup> Sistemas com baixo nível de curto-circuito.



- geração termelétrica, inclusive a cogeração, com eficiência energética igual ou superior a 75%;
- geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independentemente de sua eficiência energética.

Pode-se observar que as novas tecnologias de geração como turbinas eólicas e fotovoltaicas não foram contempladas pela lei, tornando essa conceituação restritiva (SILVA FILHO, 2005).

As figuras de produtor independente e autoprodutor foram regulamentadas na Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões dos serviços públicos. Os produtores independentes de energia (PIE) são geradores que não são concessionários de serviço público, e sim empresas que produzem e vendem energia. Seus clientes são outras empresas, inclusive as concessionárias de serviço público (POOLE; HOLLANDA; TOLMASQUIM, 1995). O autoprodutor de energia recebe autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, sendo permitida a venda de excedentes.

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, determina que, para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o autoprodutor e o produtor independente terão o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia, mediante o ressarcimento do custo de transporte de energia envolvido.

Com a publicação da Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999, foram estabelecidas as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição. Um dos objetivos desta Resolução é permitir o livre acesso possibilitando a comercialização direta de energia entre produtores e consumidores, independentemente de suas localizações no sistema elétrico.

A Lei no 10.438, de 26 de Abril de 2002, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. O PROINFA é um programa instituído com o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica produzida a partir de fontes alternativas de energia.

Também foi criada em 2002 a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, “com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional”.

Os incentivos continuaram a surgir com a Lei no 10.762, de 11 de Novembro de 2003, que definiu que “os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a cinquenta por cento a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.”.

No mundo, o incentivo inicial à GD ocorreu nos Estados Unidos da América (EUA) com as mudanças na legislação promovidas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* em 1978 devido a uma crise econômica mundial (GONÇALVES, 2004). O objetivo era reduzir a dependência de combustíveis fósseis incentivando a eficiência da cogeração e as fontes renováveis, diversificando, assim, a matriz energética. Em 1992, através do *Energy Policy Act*, houve a desregulamentação da geração de energia, ampliando as mudanças.

Os programas de incentivo à GD também foram desenvolvidos em diversos países da Europa (GONÇALVES, 2004), como a Itália e a Espanha. Na Dinamarca a GD responde hoje por uma grande parte da energia produzida, sendo que qualquer nova unidade de geração só

poderá ser feita por meio de sistemas de cogeração ou por emprego de fontes renováveis, como eólica e solar (LORA; HADDAD, 2006).

### **2.3.1 Procedimentos de Distribuição**

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são documentos que estabelecem os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação dos sistemas de distribuição e as responsabilidades de cada agente. Estes procedimentos foram formados através de um conjunto de leis e decretos brasileiros, de responsabilidade da ANEEL. Ainda, o PRODIST visa garantir a segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade das redes de distribuição.

O processo de elaboração do PRODIST foi iniciado no ano de 1999. Após um exaustivo trabalho e inúmeras interações com os agentes do setor elétrico e a sociedade, o PRODIST foi aprovado no ano de 2008 através da Resolução Normativa nº 345 de 16 de dezembro de 2008. A primeira revisão do PRODIST ocorreu em 2009 e foi aprovada através da Resolução Normativa nº 395 da ANEEL, de 15 de dezembro de 2009.

Quando aplicável, ficam sujeitos ao PRODIST as concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica; os consumidores conectados à rede de distribuição, em qualquer classe de tensão, inclusive consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses; agente importador ou exportador de energia elétrica conectado ao sistema de distribuição; transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT); e o ONS.

Os acessantes de geração que desejam se conectar aos sistemas de distribuição devem observar as regras e procedimentos apresentados no PRODIST. O Módulo 3 (ANEEL, 2009) trata do acesso aos sistemas de distribuição, regendo os processos de consulta, informação,

solicitação e parecer de acesso, bem como apresentando o fluxo de informações que deve acontecer durante os processos.

Para viabilizar a conexão devem ser observados todos os requisitos técnicos apresentados no PRODIST, como os requisitos de qualidade de energia elétrica (Módulo 8) e os procedimentos operativos dos SDE (Módulo 4).

Cabe lembrar que, conforme item 4.13.1 da seção 3.0 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição – do PRODIST, o acesso ao sistema de distribuição deve atender, além dos Procedimentos de Distribuição e resoluções vigentes, às normas técnicas brasileiras e às normas e padrões da acessada.

## **2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Neste capítulo foram apresentados aspectos relacionados à definição de geração distribuída, sendo que para este trabalho, considera-se geração distribuída como geradores de pequeno e médio porte conectados a sistemas de distribuição.

No contexto brasileiro, a GD é em sua maioria composta por geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo este o tipo de máquina considerado neste trabalho. Com o aumento do número de conexões de GD, verificou-se no cenário mundial uma certa importância de geradores síncronos distribuídos em relação a aspectos sistêmicos, como no auxílio na estabilidade dos sistemas elétricos de potência de uma forma geral. Dessa forma, o entendimento dos impactos dos geradores distribuídos na estabilidade dos sistemas elétricos de potência e, por consequência, do comportamento dinâmico de geradores distribuídos de uma forma geral torna-se importante nas análises técnicas.

No próximo capítulo serão apresentados os conceitos associados à estabilidade de sistemas elétricos de potência, passando pelos sistemas de excitação de geradores síncronos e as formas de controle existentes (controle por tensão, potência reativa ou fator de potência).

### 3 ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

A estabilidade de um sistema elétrico de potência (SEP) pode ser definida como a capacidade que um sistema possui de permanecer em um estado de operação de equilíbrio sob condições normais de operação, e de atingir um estado de equilíbrio aceitável após ter sofrido uma perturbação (KUNDUR, 1994).

Tradicionalmente, o estudo de estabilidade foca na manutenção da operação do sistema em sincronismo. Considerando que a maioria dos SEP são formados por geradores síncronos entregando a potência necessária para atendimento à carga através de linhas de transmissão, o fluxo de potência ativa está intimamente relacionado com as diferenças entre os ângulos de fase dos geradores. Quando o sistema está operando em regime permanente, as diferenças entre os ângulos de fase devem permanecer constantes para que o fluxo também permaneça constante (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Em regime permanente, todas as máquinas síncronas<sup>2</sup> operam com a mesma frequência elétrica, e a potência elétrica gerada é igual à soma das potências das cargas mais as perdas nas linhas. Nesse caso, diz-se que o sistema está em um ponto de operação estável, e permanecerá assim até que alguma perturbação aconteça.

A instabilidade pode ser caracterizada por outros motivos que não a perda de sincronismo, como em casos de colapso de tensão, que ocorre devido a uma sequência de eventos que leva a níveis de tensão inaceitáveis em uma grande parte do sistema de potência. O principal fator que contribui para uma instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência reativa (KUNDUR, 1994).

Os SEP estão sujeitos a perturbações que podem ter origem em diversas causas, tais como: curtos-circuitos, rompimento de linhas, descargas atmosféricas, entrada ou saída de grandes blocos de carga ou geração. Estes eventos afastam o sistema do seu ponto original de

---

<sup>2</sup> Diretamente conectadas à rede, ou seja, sem o uso de inversores de frequência.

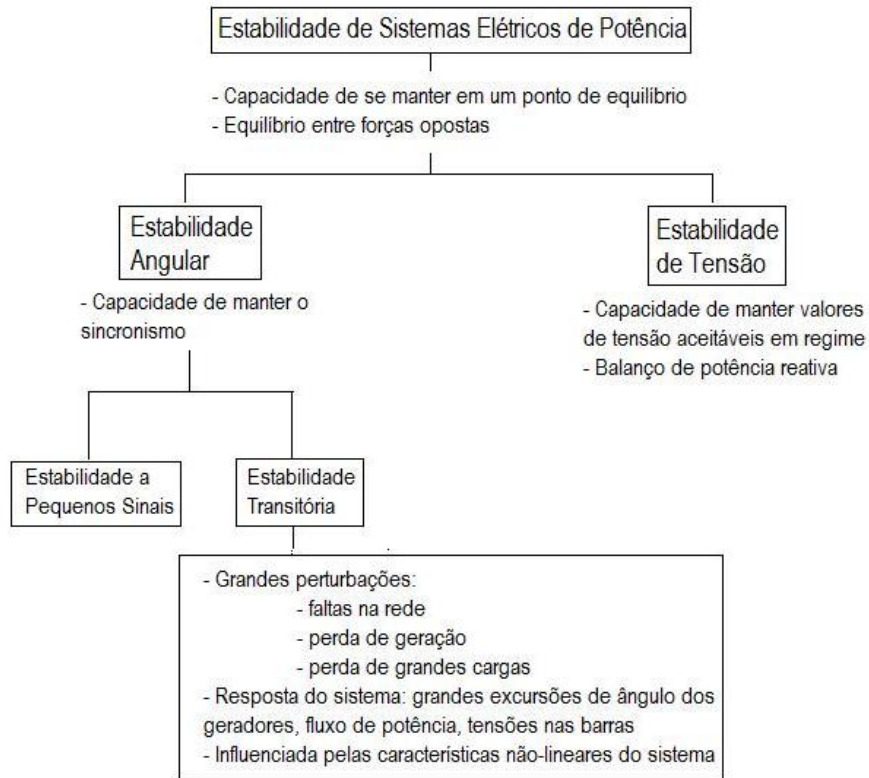
operação. Como os sistemas elétricos de potência são normalmente sistemas físicos de grande porte, é impossível, na prática, evitar que tais perturbações ocorram.

As perturbações transitórias que ocorrem em SEP podem ser divididas em duas categorias: pequenas ou grandes perturbações (KUNDUR, 1994). Pequenas perturbações ocorrem na forma de variações normais de carga no sistema, e ocorrem frequentemente, fazendo com que o sistema se ajuste ao novo ponto de operação. De forma geral, as pequenas perturbações podem ser definidas como perturbações que apesar de retirarem o sistema do seu ponto de equilíbrio, são de uma magnitude tal que o sistema ainda pode ser analisado pelas suas características locais, do ponto de vista de sistemas não lineares. Sendo assim, para o estudo de pequenas perturbações as equações diferenciais que representam o sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação estável, denominado de ponto de equilíbrio.

As grandes perturbações são eventos mais severos, tais como curtos-circuitos, perda de grandes blocos de carga e perda de geração. Nesse caso, as não-linearidades inerentes aos sistemas de potência não podem ser desprezadas e a análise do sistema é conhecida como um estudo de estabilidade transitória. A estabilidade transitória é caracterizada pela capacidade do sistema de se manter em sincronismo quando submetido a grandes perturbações. A resposta resultante do sistema envolve grandes excursões dos ângulos dos geradores e é influenciada pela relação não-linear entre potência e ângulo. Ainda, depende da condição inicial de operação e da severidade do distúrbio. Normalmente ocorrem alterações no sistema, como desligamentos de linhas e cargas, de forma que o ponto de operação após o distúrbio é diferente do ponto de operação inicial (KUNDUR, 1994).

Dessa forma, pode-se caracterizar o fenômeno de estabilidade angular em duas formas (KUNDUR, 1994): estabilidade a pequenos sinais (pequenas perturbações) e estabilidade

transitória. A Figura 3 apresenta um diagrama esquemático da classificação usual do estudo de estabilidade em SEP.



**Figura 3 Classificação dos fenômenos de estabilidade.**

O comportamento transitório do sistema após uma perturbação, conforme observado através da trajetória das suas variáveis de estado, é oscilatório por natureza, e, se o sistema for estável, tais oscilações serão amortecidas e uma nova condição de operação estável será estabelecida (ANDERSON; FOUAD, 2002). As oscilações se refletem em variações nos fluxos de potência da rede, variações de tensão, frequência, etc.

A definição primitiva de estabilidade requer que as oscilações do sistema sejam amortecidas. Tal condição é, por vezes, chamada de estabilidade assintótica e significa que o sistema possui forças inerentes que tendem a reduzir as oscilações. Esta é uma condição desejável para muitos sistemas e necessária para sistemas de potência (BRETAS; ALBERTO, 2000).



Dentro deste contexto, este trabalho está focado no estudo da estabilidade transitória de sistemas de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, na análise do impacto que o modo de controle de geradores síncronos conectados a SDE pode ocasionar na estabilidade do sistema, determinando o tempo crítico de eliminação de faltas na rede de distribuição através de simulações utilizando dados de um sistema de distribuição real.

### **3.1 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE**

As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema podem ser obtidas através do balanço de potência em cada gerador síncrono do sistema. Um elemento primário fornece potência mecânica à máquina, e parte desta energia mecânica é convertida em energia elétrica que é entregue à rede. A parte que não é convertida torna-se uma potência de aceleração do rotor da máquina (BRETAS; ALBERTO, 2000).

As seções a seguir apresentam, brevemente, algumas das equações fundamentais para o entendimento da estabilidade em SEP.

#### **3.1.1 A Equação de Oscilação**

As equações relativas à inércia rotacional e que descrevem o efeito do desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico das máquinas síncronas são de grande importância na análise da estabilidade em SEP (KUNDUR, 1994).

Qualquer torque desbalanceado atuando no rotor irá resultar em uma aceleração ou desaceleração do mesmo, de acordo com a Segunda Lei de Newton:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad (3.1)$$

onde:

$J$  momento de inércia do conjunto rotor-turbina do gerador [kg m<sup>2</sup>];

$\delta_m$  ângulo do rotor em relação a uma referência girando à velocidade síncrona, expresso em radianos mecânicos [rad];

$T_m$  torque mecânico [Nm];

$T_e$  torque elétrico [Nm];

$T_a$  torque de aceleração [Nm].

Os torques mecânico e elétrico são considerados positivos para a máquina operando como gerador.

O torque mecânico tem origem no agente motor (água em hidrelétricas, vapor em termelétricas, por exemplo), e a potência elétrica exigida pelas cargas gera torques elétricos, através dos campos magnéticos (BRETAS; ALBERTO, 2000). Se a máquina está funcionando como gerador, o torque mecânico atua no sentido de acelerar o rotor do gerador, e o torque elétrico no sentido contrário. Dessa forma, se o torque mecânico for maior que o elétrico, a aceleração é positiva e, caso contrário, a máquina sofre uma desaceleração. Em regime permanente, ambos os torques são iguais e a máquina opera com aceleração nula e velocidade constante.

Multiplicando a equação (3.1) pela velocidade angular mecânica, e lembrando que a potência é igual ao produto entre o torque e a velocidade angular, tem-se que:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (3.2)$$

onde:

$\omega_m$  velocidade angular mecânica [radianos mecânicos/s];

$P_m$  potência mecânica [W];

$P_e$  potência elétrica entregue pelo gerador [W];

$P_a$  potência de aceleração [W].

Considera-se que a velocidade angular mecânica  $\omega_m$  não se afasta significativamente da velocidade síncrona  $\omega_s$ , pois, caso contrário, o sistema perderia o sincronismo rapidamente

e o sistema se tornaria instável. Dessa forma, pode-se definir a constante de inércia como (BRETAS; ALBERTO, 2000):

$$J\omega_m \cong J\omega_s = M \quad (3.3)$$

sendo  $M$  em  $\left[\frac{\text{kgm}^2}{\text{s}}\right] \equiv [\text{Js}] \equiv [\text{Ws}^2]$ , e  $\omega_s$  a velocidade síncrona em radianos elétricos por segundo. Usualmente, os dados fornecidos por fabricantes trazem outra constante, definida pela relação entre a energia cinética em MJ (megajoules) quando a máquina opera com velocidade síncrona e a potência nominal do gerador em MVA, definida por (3.4) (GRAINGER; STEVENSON JR, 1994):

$$H = \frac{0,5J\omega_{sm}^2}{S_{nom}} \quad (3.4)$$

onde  $S_{nom}$  é a potência trifásica nominal em MVA e  $\omega_{sm}$  a velocidade angular síncrona em radianos mecânicos por segundo.

A partir das equações (3.3) e (3.4), tem-se que:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{nom} \quad (3.5)$$

Como a potência elétrica injetada na rede é uma função dos ângulos elétricos, é necessário relacionar os ângulos mecânicos das máquinas ( $\delta_m$ ) com os ângulos elétricos da rede ( $\delta_e$ ). Para tanto, pode-se reescrever a equação (3.2) como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (3.6)$$

onde  $P_m$ ,  $P_e$  e  $P_a$  são as potências mecânica, elétrica e de aceleração em pu na mesma base que a constante  $H$ ;  $\omega_s$  é a velocidade angular síncrona em radianos elétricos por segundo e  $\delta$  é o ângulo do rotor da máquina, medido pela diferença angular entre a referência síncrona e o eixo do campo magnético gerado pelo enrolamento de campo (eixo direto), expresso em radianos elétricos.

A equação (3.6) é conhecida como a equação de oscilação e representa a equação de movimento de uma máquina síncrona, sendo possível reescrevê-la na forma de duas equações diferenciais de primeira ordem:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (3.7)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (3.8)$$

onde  $P_m$  e  $P_e$  estão em pu,  $\omega$  e  $\omega_s$  em radianos elétricos por segundo e  $\delta$  em radianos elétricos.

### 3.1.2 Equações Elétricas do Gerador Síncrono

Uma máquina síncrona é composta, basicamente, por um enrolamento de campo e um enrolamento de armadura. Um campo magnético de excitação é produzido pela energização do enrolamento de campo por uma fonte de corrente contínua, o qual se encontra inserido no rotor da máquina e apresenta movimento rotacional imposto por uma turbina acoplada em seu eixo. O enrolamento de armadura encontra-se no estator e é formado por um conjunto de bobinas (fases a, b, c), alojadas em ranhuras na periferia do estator. Ainda, as máquinas síncronas podem ser compostas também por enrolamentos amortecedores localizados no rotor, os quais são formados por barras condutoras curto-circuitadas e utilizados para melhorar o amortecimento de oscilações de velocidade do rotor (KUNDUR, 1994).

Segundo (KUIAVA, 2010), é bastante comum a utilização de geradores síncronos com rotor do tipo cilíndrico em sistemas de geração distribuída. Este tipo de máquina apresenta o enrolamento de campo inserido em ranhuras ao longo do perímetro do rotor. Ainda, geradores síncronos de pólos lisos operam em velocidades elevadas e, por isso, possuem normalmente dois ou quatro pólos. O rotor cilíndrico permite que haja caminhos para a circulação de correntes parasitas, as quais agem como enrolamentos amortecedores equivalentes sob condições dinâmicas (KUNDUR, 1994; ANDERSON; FOUAD, 2002).

Uma máquina síncrona pode ser representada por um circuito equivalente do rotor e pelo circuito trifásico do enrolamento de armadura. A tensão em qualquer um dos enrolamentos é dada por (ANDERSON; FOUAD, 2002):

$$v = \pm \sum ri(t) \pm \sum \frac{d\lambda(\theta,t)}{dt} \quad (3.9)$$

onde  $r$  é a resistência do enrolamento e  $\lambda(\theta,t)$  o fluxo concatenado com o enrolamento. Trabalhar com estas expressões é complicado, uma vez que o fluxo concatenado varia com a posição do rotor, relacionado com uma referência fixa no estator. A Transformação de Park (Transformação dq0) é utilizada para alterar o referencial do sistema para uma referência rotacional que acompanha o sentido do movimento do rotor (ANDERSON; FOUAD, 2002).

Um modelo de sexta ordem pode ser utilizado para representar geradores síncronos de pólos lisos, com um enrolamento de campo, dois enrolamentos amortecedores (um no eixo direto e outro no eixo em quadratura) e um enrolamento equivalente representando as correntes parasitas (no eixo em quadratura). Neste modelo os transitórios do estator são desprezados (KUNDUR, 1994). As equações elétricas que representam este modelo, em coordenadas dq0, são dadas por (KUNDUR, 1994; SAUER; PAI, 1998):

$$v_d = -r_s i_d - \omega \lambda_q \quad (3.10)$$

$$v_q = -r_s i_q + \omega \lambda_d \quad (3.11)$$

$$v_{fd} = i_{fd} r_{fd} + \frac{d\lambda_{fd}}{dt} \quad (3.12)$$

$$v_{1d} = i_{1d} r_{1d} + \frac{d\lambda_{1d}}{dt} \quad (3.13)$$

$$v_{1q} = i_{1q} r_{1q} + \frac{d\lambda_{1q}}{dt} \quad (3.14)$$

$$v_{2q} = i_{2q} r_{2q} + \frac{d\lambda_{2q}}{dt} \quad (3.15)$$

onde:

$r_s$       resistência do estator [pu];

$r_{fd}$	resistência do enrolamento de campo [pu];
$r_{1d}$	resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto [pu];
$r_{1q}$	resistência do primeiro enrolamento amortecedor de eixo em quadratura [pu];
$r_{2q}$	resistência do segundo enrolamento amortecedor de eixo em quadratura [pu];
$\lambda_d, \lambda_q$	fluxos magnéticos do estator de eixo direto e quadratura [pu];
$\lambda_{1d}, \lambda_{1d}$	fluxo magnético do rotor de eixo direto [pu];
$\lambda_{1q}, \lambda_{2q}$	fluxo magnético do rotor de eixo direto [pu];
$v_d, i_d$	tensão e corrente do estator de eixo direto [pu];
$v_q, i_q$	tensão e corrente do estator de eixo em quadratura [pu];
$v_{fd}, i_{fd}$	tensão e corrente de campo [pu];
$v_{1d}, i_{1d}$	tensão e corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto [pu];
$v_{1q}, i_{1q}$	tensão e corrente do primeiro enrolamento amortecedor de eixo em quadratura [pu];
$v_{2q}, i_{2q}$	tensão e corrente do segundo enrolamento amortecedor de eixo em quadratura [pu];

As equações (3.10) a (3.15), juntamente com as equações de movimento (3.7) e (3.8), compõem o modelo de sexta ordem que representa geradores síncronos com um enrolamento de campo e três enrolamentos amortecedores, o qual foi utilizado neste trabalho.

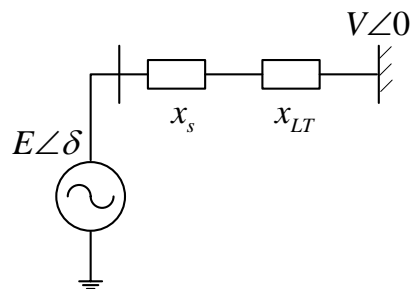
### 3.1.3 Relação entre Ângulo e Potência

Na equação de oscilação de um gerador síncrono, a entrada de potência mecânica pode ser considerada constante se considerado que variações elétricas na rede ocorram antes que o regulador de velocidade atue (GRAINGER; STEVENSON JR, 1994). Se a potência mecânica é constante, a potência elétrica ( $P_e$ ) é que determinará se o rotor irá acelerar, desacelerar ou se

manter girando à velocidade síncrona. Quando as duas potências se igualam, diz-se que a máquina opera em regime permanente.

As variações de potência elétrica são determinadas pelas condições do sistema elétrico. Distúrbios severos no sistema podem fazer com que  $P_e$  varie rapidamente, gerando transitórios eletromecânicos. Assumindo que o efeito das variações de velocidade sobre a tensão gerada possa ser desprezado, pode-se dizer que a maneira com que  $P_e$  varia é determinada pelas equações de fluxo de potência e pelo modelo escolhido para representar o comportamento elétrico da máquina (GRAINGER, 1994).

A Figura 4 apresenta o diagrama de um sistema simples composto por um gerador síncrono conectado através de uma linha de transmissão sem perdas a uma barra remota, considerada como uma barra infinita. O gerador é representado por seu modelo clássico, ou seja, uma tensão atrás da sua reatância síncrona.



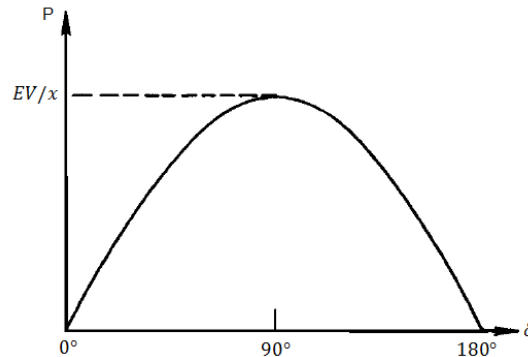
**Figura 4 Sistema máquina versus barramento infinito.**

Pode-se mostrar que as potências ativa e reativa entregues pelo gerador são dadas pelas equações (3.16) e (3.17), respectivamente (ANDERSON; FOUAD, 2002; STEVENSON, 1974). Ou seja, a relação entre potência ativa e ângulo é uma senóide, como mostra a Figura 5.

$$P = \frac{EV}{x} \text{sen}(\delta) \quad (3.16)$$

$$Q = -\frac{E^2}{x} - \frac{EV}{x} \text{cos}(\delta) \quad (3.17)$$

onde  $x$  é a reatância equivalente igual a  $x_s + x_{LT}$ ,  $x_{LT}$  é a reatância da linha de transmissão e  $x_s$  a reatância síncrona.



**Figura 5 Relação entre ângulo e potência.**

Em regime permanente o gerador síncrono pode ser representado por uma tensão interna em série com a reatância síncrona de eixo direto. Esse modelo se trata de uma aproximação, uma vez que não são considerados fatores como a saturação do circuito magnético e a diferença entre as reatâncias de eixo direto e quadratura no caso de geradores de pólos salientes (ANDERSON; FOUAD, 2002).

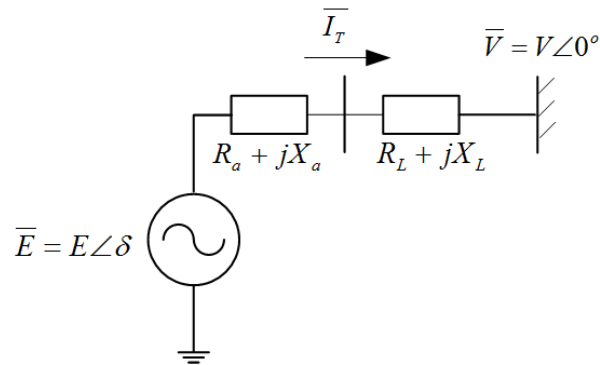
Logo, a relação entre ângulo e potência, considerando as simplificações realizadas no modelo, é altamente não-linear, uma vez que a potência varia de acordo com o seno do ângulo. Se forem utilizados modelos mais precisos e complexos das máquinas, incluindo os efeitos dos controles do sistema de excitação, como reguladores automáticos de tensão, o comportamento da potência em relação ao ângulo se diferencia daquele apresentado na equação (3.16), no entanto a forma geral permanece similar (KUNDUR, 1994).

### **3.1.3.1 Caso de linhas considerando perdas**

Para a análise da estabilidade angular, é necessário encontrar os valores iniciais das variáveis do gerador, considerando a máquina operando em regime permanente. É importante lembrar que não se pode desprezar a dependência entre a potência reativa entregue pelo gerador e o ângulo de fase da tensão interna quando se trata de conexão em sistemas de



distribuição, uma vez que neste contexto a resistência elétrica da linha não pode ser desprezada e a relação R/X desses sistemas pode ser elevada (FREITAS et al., 2005a).



**Figura 6 Sistema de uma máquina.**

Considere um sistema composto por um gerador síncrono, representado por uma fonte de tensão em série com uma impedância (modelo clássico), conectado ao sistema através de uma linha com perdas, como mostra a Figura 6. A tensão interna eficaz do gerador é igual a:

$$E = V + (R + jX)I_T \quad (3.18)$$

onde  $X = X_S + X_L$ ,  $R = R_S + R_L$ , e:

$X_S$  reatância do estator do gerador;

$X_L$  reatância série do alimentador de distribuição;

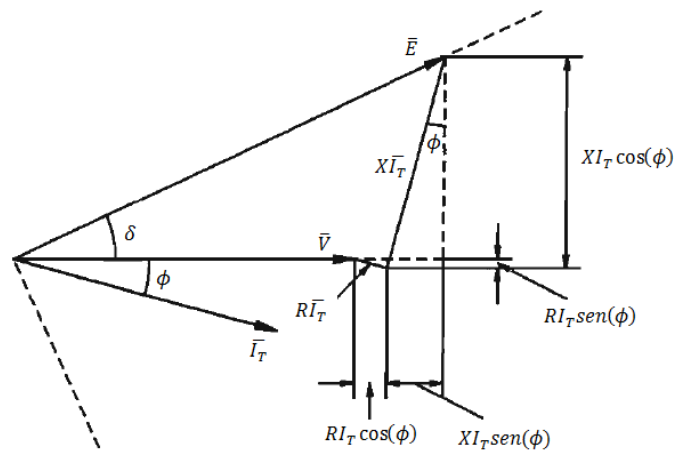
$R_S$  resistência do estator do gerador;

$R_L$  resistência série do alimentador de distribuição;

$I_T$  magnitude da corrente terminal do gerador;

$V$  magnitude da tensão da barra remota.

O diagrama fasorial para o sistema da Figura 6 é apresentado na Figura 7, adaptada de (KUNDUR, 1994).



**Figura 7 Diagrama fasorial em regime permanente.**

Dessa forma, pode-se mostrar que, para este sistema, o ângulo interno do gerador em regime permanente é dado por (KUNDUR, 1994):

$$\delta = \arctan \left( \frac{XI_T \cos(\phi) - RI_T \text{sen}(\phi)}{V + RI_T \cos(\phi) + XI_T \text{sen}(\phi)} \right) \quad (3.19)$$

onde  $\phi$  é o ângulo entre os fasores  $\bar{I}_T$  e  $\bar{V}$ .

A equação (3.19) pode ser reescrita como:

$$\delta = \arctan \left( \frac{XP - RQ}{V^2 + RP + XQ} \right) \quad (3.20)$$

onde  $P = VI_T \cos(\phi)$  é a potência ativa injetada na barra remota e  $Q = VI_T \text{sen}(\phi)$  é a potência reativa injetada na barra remota.

A partir da equação (3.20), pode-se afirmar que (FREITAS et al., 2005a):

- se o gerador estiver operando com fator de potência capacitivo, estará injetando potência reativa no sistema, então  $Q > 0$ . Logo, o valor numérico do argumento do arco tangente da equação (3.20) diminui, e por consequência o ângulo  $\delta$  diminui;
- se o gerador estiver operando com fator de potência indutivo, estará absorvendo energia reativa do sistema, então  $Q < 0$ . Logo, o valor numérico do

argumento do arco tangente da equação (3.20) aumenta e, por consequência, o ângulo  $\delta$  aumenta.

### 3.1.4 Critério das Áreas Iguais

Como as equações que descrevem a dinâmica eletromecânica de um sistema elétrico de potência são não-lineares por natureza, uma solução analítica não pode ser encontrada explicitamente para qualquer sistema elétrico. A primeira ideia que surgiu para resolver o problema de estabilidade angular de forma rápida e, até certo ponto, genérica é conhecida como critério das áreas iguais, aplicada na análise de sistemas compostos por duas máquinas ou uma máquina e um barramento infinito. Esse critério é fundamentado no conceito de energia de um sistema (STEVENSON, 1974; BRETAS; ALBERTO, 2000).

Considere um sistema de um gerador conectado a uma barra infinita. Através da análise gráfica da curva de ângulo-potência, pode-se determinar a máxima excursão de ângulo para uma determinada perturbação no sistema. Mesmo não sendo um método aplicado a sistemas multimáquinas ou a sistemas com modelos mais completos dos geradores, o mesmo auxilia no entendimento de fatores básicos que influenciam na estabilidade angular de um sistema elétrico de potência (KUNDUR, 1994).

Algumas simplificações são consideradas na aplicação do critério de áreas iguais:

- a potência mecânica de entrada dos geradores é considerada constante, pois considera-se que não há atuação do regulador de velocidade na primeira oscilação, devido às constantes de tempo do regulador e da turbina serem mais lentas do que a dinâmica observada;
- as máquinas síncronas são representadas por uma tensão constante atrás de sua reatância transitória, desprezando-se, assim, os efeitos do controle automático de excitação do gerador;

- consideram-se as máquinas como dispositivos ideais, não estando sujeitas a efeitos de amortecimentos.

A partir da equação de oscilação (3.6) e seguindo o desenvolvimento apresentado em (KUNDUR, 1994), para uma condição de repouso da máquina em relação à barra infinita pode-se mostrar que:

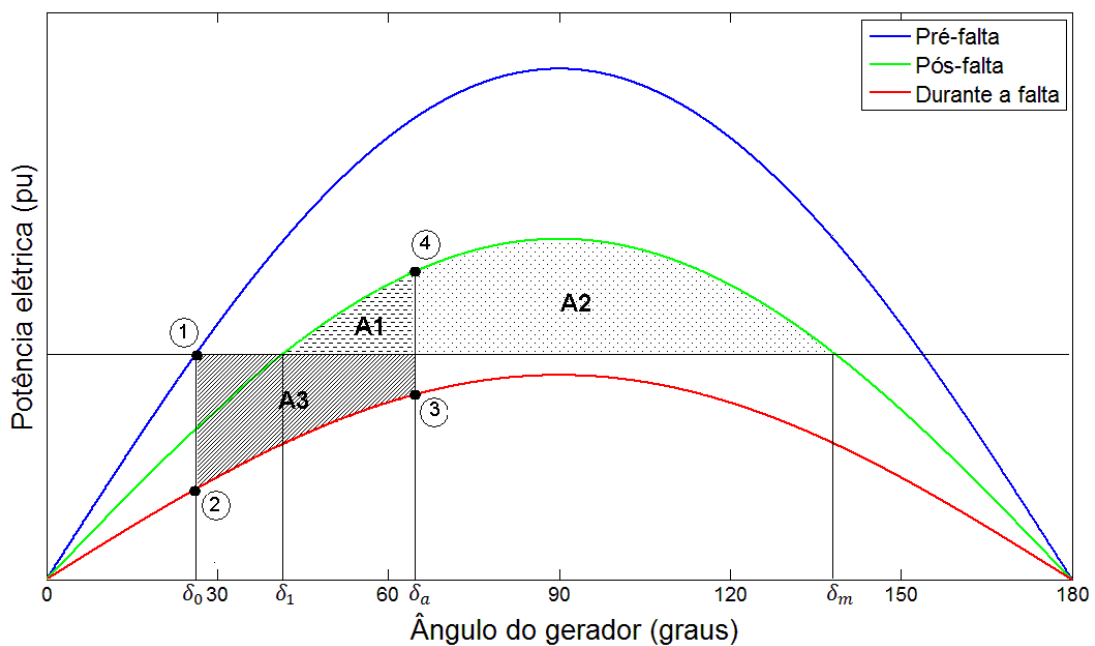
$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (3.21)$$

onde  $\delta_0$  é o ângulo inicial do rotor e  $\delta_m$  o valor máximo que o ângulo atinge. Observa-se que o cálculo da integral corresponde à energia potencial equivalente ao cálculo de áreas na curva de potência-ângulo (BRETAS; ALBERTO, 2000).

A Figura 8 apresenta as curvas de potência para um determinado sistema de uma máquina conectada a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão, para as condições pré-falta, durante a falta e pós-falta. Durante o pré-falta, a máquina opera no ponto indicado com o número 1 na Figura 8, com a potência mecânica igual à potência elétrica. A falta ocorre em uma das linhas e é eliminada pela abertura da mesma. Ao ocorrer a falta, a capacidade de transmissão de potência do sistema diminui, e por isso a curva de potência está abaixo das curvas representando as outras condições (pré e pós-falta). Como o ângulo da máquina não pode variar de forma descontínua (BRETAS; ALBERTO, 2000), a potência elétrica diminui instantaneamente passando do ponto 1 para o ponto indicado pelo número 2 na curva de potência do sistema em falta. No ponto 2, a potência mecânica de entrada é maior do que a potência elétrica de saída, e então a máquina irá acelerar.

Eliminado o defeito em certo ângulo  $\delta_a$ , através da abertura da linha faltosa, o sistema passa a ter uma capacidade de transmissão um pouco mais elevada e passa do ponto 3 sobre a curva do sistema em falta para o ponto 4 na curva pós-falta. Neste ponto o ângulo continuará aumentando mesmo com a desaceleração que ocorre devido à potência elétrica ser maior do que a mecânica, uma vez que o sistema acelerou durante a falta e atingiu o ponto 4 com uma

velocidade maior do que a velocidade síncrona. Se a velocidade da máquina atingir o valor da velocidade síncrona com um ângulo menor do que  $\delta_m$ , o sistema continua desacelerando, pois a potência elétrica ainda é maior do que a potência mecânica, e o ângulo passa a decrescer. Atingindo  $\delta_1$ , a velocidade é menor do que a velocidade síncrona, e, dessa forma, o ângulo continua a decrescer fazendo com que a máquina acelere novamente e oscile em torno do novo ponto de equilíbrio em  $\delta_1$ . Se o ângulo  $\delta_m$  é atingido com uma velocidade maior do que a velocidade síncrona, a máquina irá acelerar-se novamente, pois a potência mecânica se tornará maior do que a elétrica, afastando-se definitivamente do ponto de equilíbrio  $\delta_1$  (BRETAS; ALBERTO, 2000).



**Figura 8** Curvas de ângulo-potência para exemplificar o critério das áreas iguais.

Seguindo o desenvolvimento apresentado em (BRETAS; ALBERTO, 2000), pode-se mostrar que, se o defeito for eliminado em um certo ângulo  $\delta_a$  tal que a área 3 seja menor do que a área 2 ( $A3 < A2$ ), então o sistema é estável, e o novo ponto de equilíbrio será em  $\delta_1$ . Caso contrário, se  $A3 > A2$ , o sistema será instável, uma vez que a área A3 que representa o ganho de energia cinética devido à aceleração da máquina será maior do que A2, que representa a energia perdida durante a desaceleração.

### **3.2 SISTEMAS DE EXCITAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS**

Os sistemas de excitação de geradores síncronos desempenham funções de controle e proteção, as quais são essenciais para o correto desempenho do sistema de potência (KUNDUR, 1994). A função básica de um sistema de excitação de gerador síncrono é fornecer corrente contínua ao enrolamento de campo da máquina, sendo responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

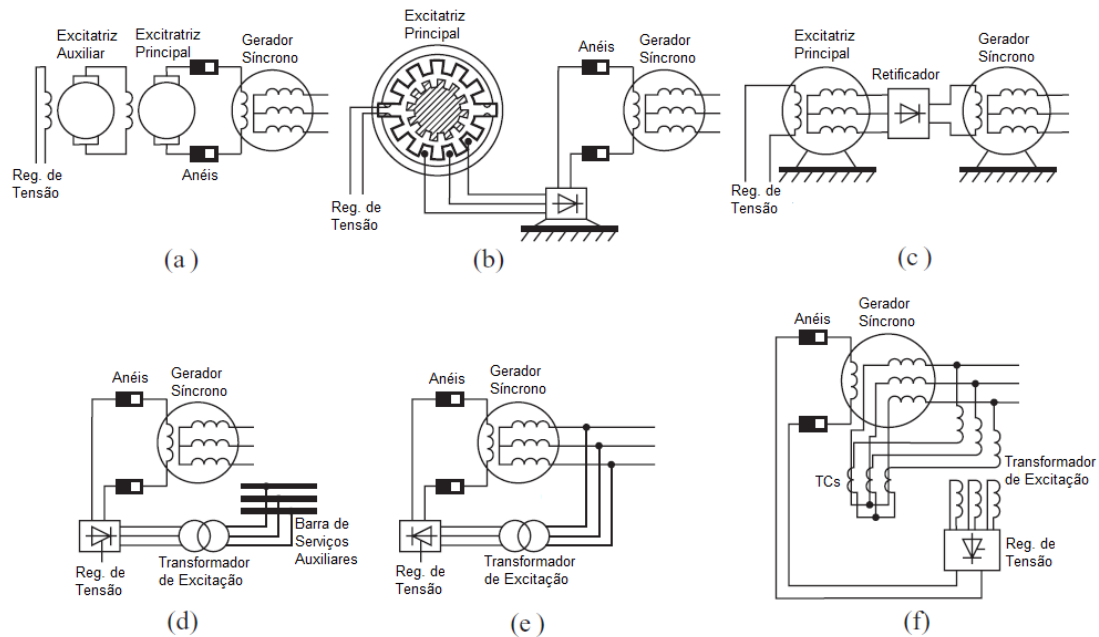
A potência de uma excitatriz encontra-se, usualmente, na faixa entre 0,2% a 0,8% da capacidade nominal do gerador. No caso de geradores de grande porte essa potência é relativamente elevada, na ordem de alguns MW. A tensão nominal da excitatriz normalmente não excede 1000 V, uma vez que uma tensão mais elevada tornaria necessária uma isolamento adicional no enrolamento de campo (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

O sistema de excitação deve ser capaz de fornecer e automaticamente ajustar a corrente de campo do gerador síncrono de forma a manter a tensão terminal, respeitando a curva de capacidade da máquina. Ainda, deve responder a distúrbios transitórios de acordo com a capacidade do gerador, limitada por diversos fatores que podem causar danos à máquina, tais como: sobrecorrentes que podem ocasionar falha na isolamento do rotor, sobreaquecimento do rotor devido a altas correntes de campo, sobreaquecimento do estator devido a altas correntes de carga e aquecimento devido à subexcitação ou ao excesso de fluxo magnético (KUNDUR, 1994).

#### **3.2.1 Classificação dos Sistemas de Excitação**

Os sistemas de excitação podem ser classificados em três categorias conforme a fonte de potência de excitação, sendo elas: sistemas de corrente contínua (CC), sistemas de corrente

alternada (CA) e sistemas estáticos. A Figura 9, adaptada de (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008), apresenta alguns típicos sistemas de excitação.



**Figura 9** Sistemas de excitação de geradores síncronos.

Sistemas girantes estão representados na Figura 9a-c, onde a corrente de excitação é fornecida por um gerador de corrente contínua (CC) ou um gerador de corrente alternada (CA) com retificadores. Como geradores CC são normalmente de baixa potência, pode-se colocar mais de um gerador em cascata para se obter a potência de saída necessária, como mostra a Figura 9a. Devido a problemas de comutação com geradores CC, os mesmos não são utilizados para geradores de grande porte que necessitam de uma corrente de excitação mais elevada (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

Ainda, segundo (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008), o aumento do número de geradores CC resultaria em uma constante de tempo maior, prejudicando as características dinâmicas da excitatriz. Atualmente, os geradores CC para este tipo de aplicação têm sido quase que na sua totalidade substituídos por geradores CA, devido aos avanços na eletrônica de potência que permitem que retificadores de maior potência possam ser utilizados em conjunto com excitatrizes CA.

A excitatriz apresentada na Figura 9b é composta por um gerador de indução operando em uma frequência em torno de 500-600 Hz, de forma que a corrente retificada necessita uma pequena correção. Neste tipo de excitatriz ambos os enrolamentos (CA e CC) estão no lado do estator. Uma desvantagem deste tipo de configuração é a necessidade de anéis deslizantes para fornecer a corrente de excitação retificada ao enrolamento de campo giratório do gerador principal (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

A excitatriz da Figura 9c não possui comutador nem anéis deslizantes. A principal fonte de excitação é uma máquina síncrona com o enrolamento de campo no estator e o enrolamento de armadura no rotor. A corrente induzida é retificada por diodos, os quais são também montados sobre o rotor, e alimentam diretamente o enrolamento de excitação do gerador principal. Uma das limitações deste tipo de excitatriz está na corrente fornecida ao gerador principal, que somente pode ser controlada indiretamente através do controle do campo da excitatriz, o que tende a introduzir uma constante de tempo de 0,5 s a 1 s.

A Figura 9d-f mostra sistemas de excitação que utilizam conversores estáticos a tiristores, onde os retificadores são controlados diretamente pelo regulador de tensão. A principal diferença entre os três sistemas está no tipo de fonte utilizada. A Figura 9d apresenta uma excitatriz alimentada por um transformador de serviços auxiliares adicional.

A Figura 9e mostra uma solução simples na qual a excitatriz é alimentada pelo gerador através de um transformador. No entanto, ocorrendo um curto-circuito nos terminais do gerador, a queda de tensão poderia resultar em perda de excitação. O gerador não perderia a excitação se fosse utilizada uma fonte de alimentação como mostra a Figura 9d, uma vez que a tensão de alimentação é composta por uma componente derivada da corrente de carga do gerador.

Uma das desvantagens das excitatrizes estáticas é a necessidade de anéis deslizantes para fornecer corrente ao rotor do gerador principal. Essa desvantagem é compensada pela



alta velocidade de resposta aos sinais de controle. Como o custo dos retificadores de alta potência vem caindo, e a confiabilidade aumentando com esse tipo de sistema, as excitatrizes estáticas têm se tornado o principal tipo de fonte de excitação (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

### **3.2.2 Controle do Sistema de Excitação**

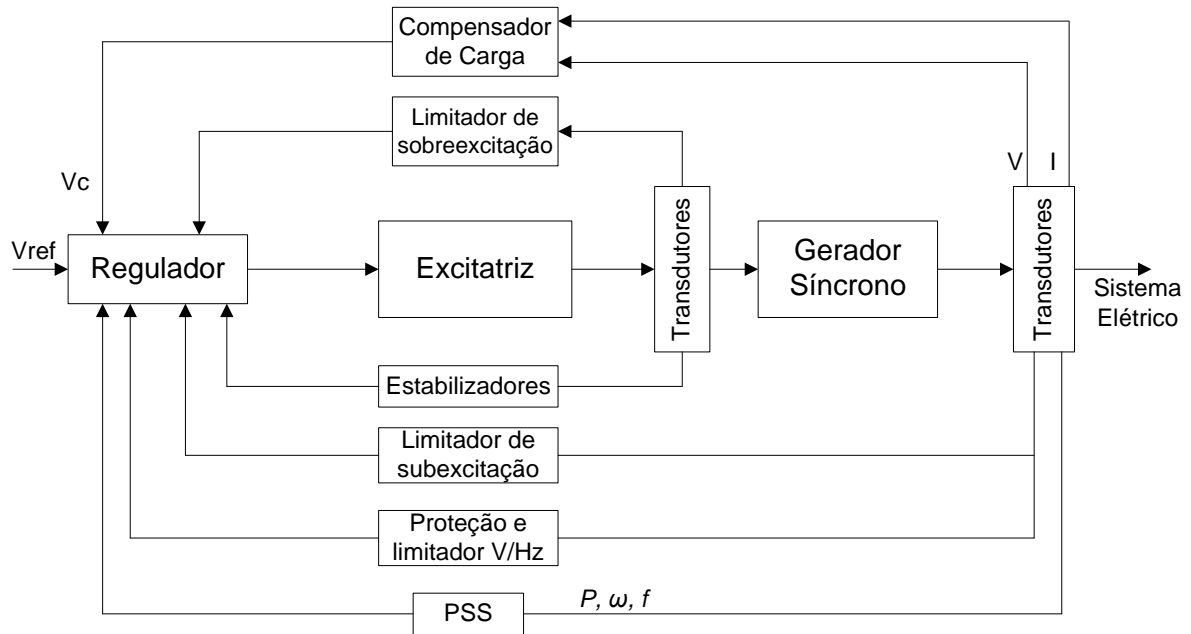
Um moderno sistema de controle de excitação inclui funções de controle, limitação, regulação e proteção. A filosofia de operação está em se ter funções de controle regulando grandezas específicas de acordo com os ajustes pré-determinados, e as funções limitadoras atuando para prevenir que as grandezas não ultrapassem os limites ajustados. Se os limitadores falham, as funções de proteção atuam retirando de operação alguns componentes do sistema ou toda a unidade geradora.

A Figura 10, apresenta um diagrama básico de um sistema de controle de excitação. As funções apresentadas são descritas conforme segue.

#### **3.2.2.1 Regulador Automático de Tensão (AVR)**

A função básica do regulador automático de tensão (AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*) é manter a tensão de saída do gerador em um valor pré-ajustado. As outras funções apresentadas na Figura 10 atuam através do regulador para controlar a tensão de campo do gerador.

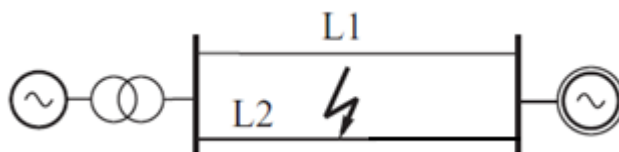
Os reguladores de tensão são considerados uma parte vital dos sistemas de excitação devido às melhorias que ocorrem na operação dos geradores e do sistema, além do melhor desempenho e confiabilidade proporcionados aos sistemas de potência quando utilizados estes reguladores. Algumas vantagens da aplicação de AVR são citadas na literatura, tais como a extensão do limite de estabilidade da máquina em regime permanente e a melhoria da estabilidade transitória do sistema (HUNTER; TEMOSHOK, 1952; HEFFRON; PHILLIPS, 1952; ANDERSON; FOUAD, 2002).



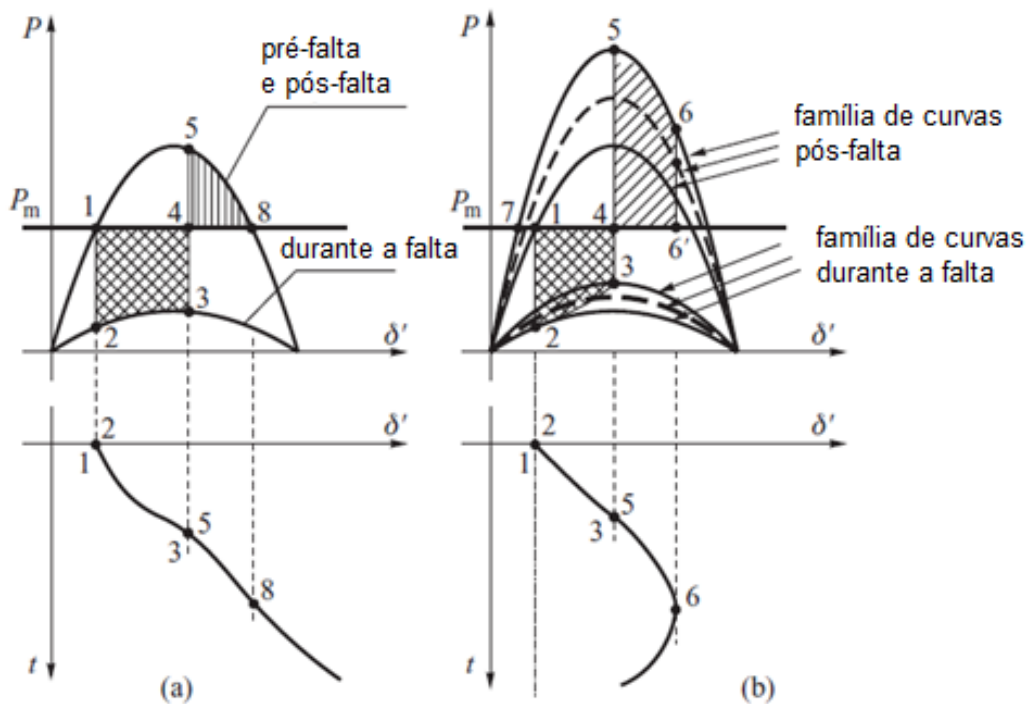
**Figura 10 Sistema de controle de excitação.**

Quando ocorre uma falta no sistema, a tensão terminal do gerador cai devido às altas correntes de curto-circuito e um sinal de erro de grande magnitude força o AVR a aumentar a corrente de campo do gerador. No entanto, a corrente de campo não irá mudar imediatamente devido ao atraso de tempo que depende do ganho e das constantes de tempo do regulador, além da constante de tempo do enrolamento de campo do gerador.

A Figura 11, retirada de (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008), apresenta um sistema composto por um gerador síncrono conectado a uma barra infinita através de duas linhas de transmissão (L1 e L2), e a Figura 12 apresenta as curvas de ângulo versus potência para este sistema, com e sem AVR atuando no gerador. Para fins de exemplo do efeito do AVR na estabilidade do sistema, supõe-se que uma falta ocorra na linha L2.



**Figura 11 Sistema gerador síncrono conectado à barra infinita.**



**Figura 12** Áreas de aceleração e desaceleração: (a) sem AVR e (b) com AVR.

Fonte: MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008.

Conforme mostra a Figura 12a, o sistema perderia a estabilidade caso não houvesse um regulador automático de tensão atuando no sistema de excitação do gerador, uma vez que a área de aceleração (trechos 1-2-3-4) é maior do que a área de desaceleração (4-5-8).

No caso em que o gerador apresenta um AVR, durante a falta, o AVR eleva a corrente de campo, aumentando a força eletromotriz transitória do gerador ( $E'$ ). Este aumento em  $E'$  pode ser analisado desenhando-se uma família de curvas ângulo-potência para diferentes valores de tensão, como mostra a Figura 12b.

Um AVR com rápida atuação pode aumentar a tensão de excitação até o seu valor limite antes de a falta ser eliminada, mesmo que a variação da corrente de campo, e por consequência de  $E'$ , ocorra após um determinado tempo devido à constante de tempo do enrolamento de campo do gerador.

Este aumento na corrente de campo, e consequentemente na tensão, resultam em dois efeitos positivos. O primeiro ocorre devido ao aumento de  $E'$ , que reduz a potência de

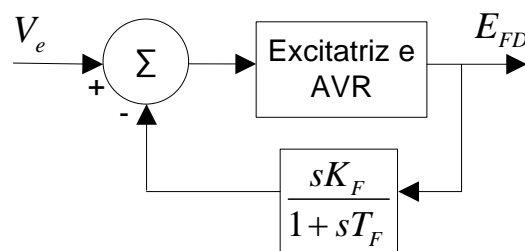
aceleração, reduzindo a área de aceleração (trechos 1-2-3-4). O segundo efeito positivo ocorre quando a falta é eliminada, pois o sistema irá seguir uma curva de potência-ângulo mais alta, resultado da tensão  $E'$  mais elevada, de forma que uma área de desaceleração maior estará disponível.

No exemplo da Figura 12b, o rotor alcança o ângulo máximo no ponto 6, quando a área de desaceleração 4-5-6-6' se iguala à área de aceleração 1-2-3-4, antes de iniciar o movimento de volta para atingir o ponto de equilíbrio.

### 3.2.2.2 Circuitos Estabilizadores

Os circuitos estabilizadores são compensações realizadas através de realimentações, utilizadas para melhorar o desempenho dinâmico do sistema de controle. Sistemas de excitação compostos por elementos com significativas constantes de tempo possuem um desempenho dinâmico precário, característico de controladores CC e CA (KUNDUR, 1994).

A menos que um pequeno ganho em regime permanente seja utilizado no regulador, o controle do sistema de excitação (através da realimentação da tensão terminal do gerador) seria instável quando a máquina estiver a vazio. A forma mais comum de compensação é uma realimentação negativa derivativa, como mostra a Figura 13.



**Figura 13 Realimentação derivativa para estabilização.**

### 3.2.2.3 Estabilizador do Sistema de Potência (PSS)

O Estabilizador de Sistema de Potência (PSS) pode ser adicionado ao sistema de controle para auxiliar no amortecimento de oscilações do rotor do gerador, decorrentes de

perturbações diversas. É considerado um método efetivo para melhorar o desempenho da estabilidade a pequenos sinais (KUNDUR, 1994).

Esse amortecimento de oscilações é feito através da utilização de sinais auxiliares de estabilização para controle da excitação da máquina. Os sinais estabilizadores mais utilizados são derivados da potência elétrica, da frequência ou da velocidade do rotor do gerador (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

### 3.2.2.4 Compensador de Carga

O elemento compensador de carga, cujo diagrama está representado pela Figura 14, é utilizado quando se deseja controlar a tensão em outro ponto do sistema que não os terminais do gerador. A tensão compensada pode ser calculada pela queda de tensão através de uma impedância de compensação ( $Z_C = R_C + jX_C$ ), conforme a equação (3.22):

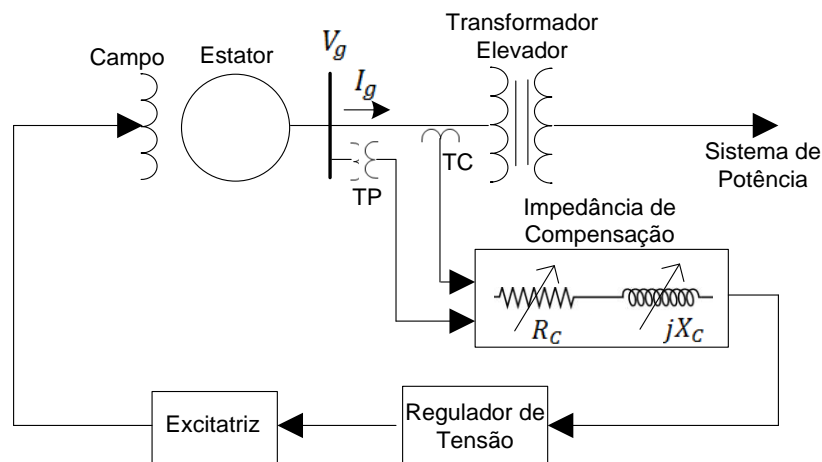
$$V_C = |\tilde{V}_C| = |\tilde{V}_g + Z_C \tilde{I}_g| \quad (3.22)$$

onde:

$I_g$  corrente terminal do gerador;

$V_g$  tensão terminal do gerador;

$Z_C$  impedância de compensação.



**Figura 14** Circuito compensador de carga.

É importante notar que os valores de entrada de tensão e corrente devem estar na forma fasorial. Se a compensação não for utilizada, então  $Z_c = 0$  e  $V_c = V_g$ , e o regulador irá manter a tensão terminal do gerador constante. Utilizando-se a compensação de carga, o ponto onde a tensão será controlada é deslocado por uma distância que é eletricamente igual à impedância de compensação.

Segundo (HAJAGOS; LEE, 2005), o tipo de compensação é normalmente utilizado de acordo com uma das seguintes formas:

- no caso de máquinas síncronas conectadas a um mesmo barramento, sem impedância entre elas, o compensador é utilizado para criar uma impedância artificial de acoplamento de forma que se mantenha um despacho de reativo estável entre os geradores. Essa forma de compensação corresponde à escolha de se regular um ponto dentro da máquina. Nesse caso,  $R_c$  e  $X_c$  devem ter valores positivos;
- quando apenas uma máquina é conectada através de uma impedância significativa ao sistema, ou quando duas ou mais máquinas são conectadas através de transformadores individuais, pode ser desejável regular a tensão em um ponto além dos terminais da máquina. Nesses casos,  $R_c$  e  $X_c$  devem assumir valores negativos.

### **3.2.2.5 Limitador de Subexcitação**

O limitador de subexcitação aumenta a excitação da máquina com um dos seguintes propósitos (HAJAGOS; LEE, 2005):

- prevenir a operação na qual a estabilidade da máquina síncrona seja colocada em risco ou que possa levar à perda de sincronismo devido à excitação insuficiente;

- prevenir a operação que leve ao sobreaquecimento do estator, operando fora da região de subexcitação definida na curva de capacidade;
- evitar que os relés de perda de excitação atuem quando a máquina estiver operando subexcitada.

Tipicamente, o sinal de controle do limitador é derivado de uma combinação de sinais de tensão e corrente ou de potências ativa e reativa do gerador síncrono (KUNDUR, 1994).

### **3.2.2.6 Limitador de Sobreexcitação**

O limitador de sobreexcitação tem como objetivo assegurar que, na faixa de sobreexcitação, o ponto de operação do gerador se mantenha dentro dos limites da curva de capacidade da máquina (SIEMENS, 2007).

Ocorrendo quedas de tensão causadas por elevação da demanda de potência reativa, chaveamento de disjuntores ou falhas na rede elétrica, por exemplo, o regulador de tensão eleva o nível da excitação no sentido de manter constante a tensão terminal. O limitador de sobreexcitação atua, então, como uma medida de proteção contra sobrecarga térmica do enrolamento do rotor (SIEMENS, 2007).

Esse limitador permite, por um tempo limitado, valores de corrente de excitação entre a máxima corrente de excitação continuamente admissível no rotor e a corrente de teto do sistema de excitação, de forma que o gerador possa sustentar a tensão do sistema quando ocorrem quedas de tensão de curta duração (SIEMENS, 2007). O limitador de máxima corrente de excitação (*field forcing limiter*) tem, então, a função de limitar a corrente de excitação no valor máximo (teto) o mais rápido possível.

### **3.2.2.7 Limitador V/Hz**

O limitador V/Hz protege o gerador e seu transformador elevador contra danos que possam ser causados por fluxo magnético excessivo resultante de baixa frequência e/ou

sobretensões. Fluxo magnético excessivo e sustentado pode causar problemas sérios de sobreaquecimento que podem danificar o transformador e o núcleo do gerador (KUNDUR, 1994). Já a função de proteção desconecta o gerador quando o valor de V/Hz excede um determinado valor durante um tempo específico.

Conforme (FITZGERALD; KINGSLEY JR.; UMANS, 2006), a tensão eficaz gerada por fase em um enrolamento conectado em estrela é igual a:

$$E = \sqrt{2}\pi \cdot k \cdot f \cdot N_{fase} \cdot \varphi \quad (3.23)$$

onde:

$k$  fator de enrolamento;

$f$  frequência elétrica da tensão gerada [Hz];

$N_{fase}$  número de espiras por fase;

$\varphi$  fluxo de entreferro por pólo [Wb].

A partir da equação (3.23), e considerando que  $k$  e  $N_{fase}$  são constantes, tem-se que o fluxo é proporcional a:

$$\varphi \propto \frac{E}{f} \quad (3.24)$$

Dessa forma, se a frequência diminui enquanto a tensão terminal é mantida constante pelo regulador automático de tensão, ocorre um aumento no nível de fluxo nos geradores e transformadores (LIMA, 2002).

A aplicação de limitadores V/Hz em sistemas modernos de excitação é justificada pela possibilidade de operação em condições de subfrequência durante partidas/paradas automáticas ou no caso de ilhamento. A ação do limitador acontece a partir do sinal de erro gerado pela comparação da tensão e frequência terminais. Quando a relação entre tensão e frequência ultrapassa o limite ajustado, o limitador V/Hz assume a saída do regulador de tensão e força a redução da tensão terminal de forma que a relação retorne a valores aceitáveis.



### 3.2.3 Regulação e Controle de Potência Reativa ou Fator de Potência

Os sistemas de excitação de geradores síncronos podem ser equipados com meios para o ajuste automático de potência reativa (var) ou fator de potência (FP), de acordo com um valor pré-ajustado. Tal condição pode ser obtida através da aplicação de controladores ou reguladores de potência reativa ou FP (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997).

Segundo (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997), o uso de reguladores e controladores de potência reativa ou FP teve sua origem nas aplicações industriais de motores e geradores síncronos, nas quais a máquina é usualmente conectada a um sistema de distribuição. Em muitas dessas aplicações, a tensão da máquina deve seguir qualquer variação de tensão na rede, condição na qual um regulador de tensão atuando no sistema de controle de excitação não seria desejável.

Dessa forma, cada máquina síncrona conectada a um sistema de potência pode ser classificada em uma das seguintes categorias (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997):

- máquinas de suporte de tensão: máquinas síncronas das quais se espera que contribuam para a regulação de tensão do sistema. Geradores de grande porte conectados diretamente a sistemas de transmissão normalmente encontram-se nessa categoria;
- máquinas seguidoras de tensão: máquinas síncronas das quais não se esperam contribuições na regulação de tensão do sistema, e sim cujas tensões devem seguir as variações de tensão do sistema ao qual estão conectadas. Tipicamente, nessa categoria encontram-se os geradores de pequeno porte conectados a sistemas de distribuição, nos quais o controle de tensão é realizado pela concessionária de energia através de transformadores com variação de tap sob carga e outros dispositivos como reguladores de tensão e

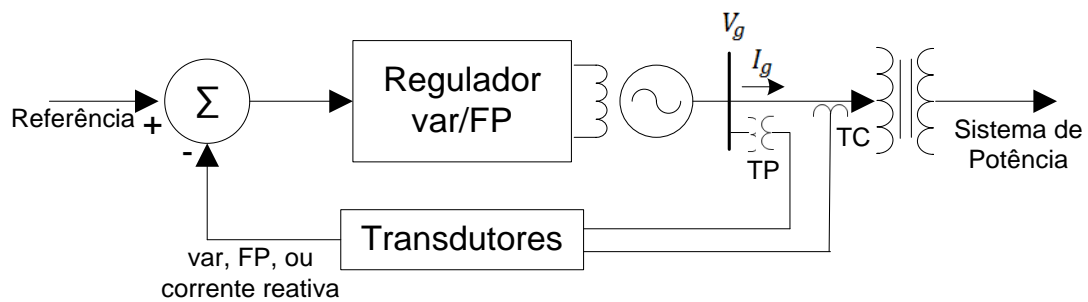
bancos de capacitores. Para esses tipos de máquina os controladores ou reguladores de potência reativa ou FP tornam-se aplicáveis.

Em sistemas de grande porte, é interessante que o maior número possível de máquinas opere na condição de suporte de tensão. Controladores e reguladores de potência reativa ou FP quando aplicados a geradores conectados a sistemas de transmissão podem reduzir a regulação de tensão do sistema, o que pode ocasionar problemas de estabilidade (HAJAGOS; LEE, 2005). Ainda, se mal ajustados, podem gerar condições de sobretensão ou subtensão no sistema. Dessa forma, torna-se necessária uma análise criteriosa da operação do gerador com esse tipo de controle e o desenvolvimento de procedimentos e normas que possam garantir a correta operação do sistema nestes casos.

Controladores e reguladores de potência reativa ou FP são comumente aplicados a produtores independentes, uma vez que reduzem a necessidade de intervenções humanas no caso de operação fora dos limites adequados fator de potência (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997).

Os sistemas de distribuição não foram originalmente concebidos para operarem contando com a regulação de tensão através de geradores. Outros equipamentos são comumente utilizados para essa função, como reguladores de tensão e bancos de capacitores. A conexão de geração distribuída atuando como forma de regular a tensão em SDE pode melhorar o perfil de tensão dos alimentadores e a resposta dinâmica do sistema, mas a coordenação da operação juntamente com os equipamentos citados pode ser um problema. Sob tais condições, os reguladores e controladores de potência reativa ou FP podem ser de mais fácil coordenação (HAJAGOS; LEE, 2005).

Dentro deste contexto, existem duas formas de se controlar a potência reativa ou o fator de potência nos terminais de uma máquina síncrona: através de reguladores ou de controladores. Ambos estão descritos a seguir.



**Figura 15 Diagrama de regulador de var/FP.**

### 3.2.3.1 Regulador de Potência Reativa ou Fator de Potência

Conforme (MURDOCH, 2007), os reguladores de potência reativa ou FP são definidos como reguladores de máquinas síncronas que agem para manter um valor pré-determinado de FP ou de potência reativa nos terminais da máquina.

Nesse caso, o laço de realimentação da tensão terminal do AVR é eliminado, e a tensão de campo da máquina é diretamente controlada de forma a regular o FP ou a potência reativa para o valor de referência ajustado (HAJAGOS; LEE, 2005). A Figura 15 apresenta um diagrama simplificado de um sistema de controle com regulação de potência reativa ou FP.

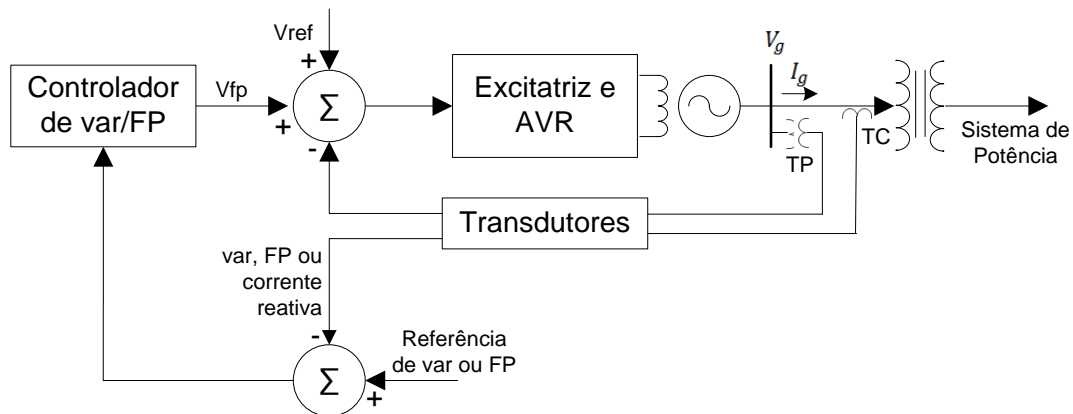
Durante eventos transitórios, esse tipo de regulador não fornece o aumento da excitação necessário em resposta a uma queda de tensão (*field forcing*), como no caso de reguladores de tensão. Dessa forma, é preciso ter cuidado ao se aplicar este tipo de controle para geradores síncronos (HAJAGOS; LEE, 2005). Tipicamente, os reguladores de potência reativa ou FP são utilizados no controle da excitação de motores síncronos (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997).

Como estes reguladores são similares aos reguladores de tensão, os mesmos modelos que representam a maior parte dos sistemas de excitação podem ser utilizados. A única diferença está na grandeza medida, que deixa de ser a tensão terminal e passa a ser a potência reativa ou o fator de potência nos terminais da máquina.

### 3.2.3.2 Controlador de Potência Reativa ou Fator de Potência

Controladores de potência reativa ou FP são definidos em (HAJAGOS; LEE, 2005) como funções de controle que atuam através da modificação do ajuste de referência do AVR, de forma a manter um valor pré-determinado de FP ou de potência reativa em regime permanente.

Para a implementação do controlador de potência reativa ou FP, o regulador automático de tensão é equipado com um laço externo de controle, mais lento, que utiliza um sinal de erro entre o valor de referência de reativo ou FP e o valor medido nos terminais da máquina síncrona, para então aumentar ou reduzir o ajuste de referência do AVR, com o objetivo de manter o valor de reativo ou fator de potência pré-determinado em regime permanente (HAJAGOS; LEE, 2005). Um diagrama de blocos de um sistema típico com controlador de potência reativa ou FP é apresentado na Figura 16.



**Figura 16 Diagrama de um sistema de excitação com controle de potência reativa ou FP.**

Sendo o laço externo, responsável pelo controle de potência reativa/FP, mais lento, o sistema de excitação responde como um regulador de tensão para variações transitórias na tensão terminal do gerador. Ou seja, ocorrendo uma falta no sistema ou uma perturbação que ocasione uma mudança brusca na tensão terminal, o AVR irá prover a corrente de excitação necessária para restaurar o sistema, pois não haverá tempo suficiente para o controlador de potência reativa/FP atuar. Dessa forma, diz-se que um sistema de excitação equipado com

controlador de potência reativa/FP tem seu desempenho caracterizado por um suporte dinâmico de tensão para a rede (HAJAGOS; LEE, 2005).

No entanto, se a perturbação for sustentada, o controlador poderá ter tempo suficiente para atuar modificando o ajuste de excitação de acordo com a variação de potência reativa, FP ou corrente reativa (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997).

### **3.2.4 Impactos dos Reguladores/Controladores no Sistema Elétrico**

Diversos estudos vêm sendo realizados com o objetivo de quantificar e descrever os impactos da escolha do tipo de controle de excitação aplicado a geradores síncronos.

Em (DEMELLO; CONCORDIA, 1969) é realizada uma análise do fenômeno de estabilidade transitória de máquinas síncronas, sob o ponto de vista de pequenas perturbações. Através da análise da resposta em frequência, são discutidos os efeitos dos parâmetros da máquina e do sistema, do ganho e ajuste de referência do regulador de tensão, bem como das funções estabilizadoras.

Uma descrição do funcionamento de controladores e reguladores de tensão, potência reativa e fator de potência é apresentada em (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997). Ainda, é apresentado um exemplo de sistema composto por um gerador conectado a um sistema de transmissão, demonstrando o desempenho superior do AVR em relação às outras formas de controle, quando analisado o aspecto de suporte de tensão em regime permanente.

O trabalho apresentado em (EBERLY; SCHAEFER, 2002) trata dos efeitos da aplicação de reguladores de tensão e de potência reativa/FP na tensão do sistema, em regime permanente. Segundo (EBERLY; SCHAEFER, 2002), quando conectados aos sistemas de potência, pode não ser desejável que os geradores utilizem reguladores de tensão, como em situações em que as tensões do sistema são sensíveis às variações locais de carga. Em alguns casos, reatâncias altas de linhas de transmissão ou distribuição podem levar a tensões mais

baixas nas cargas, conforme o carregamento cresce ao longo do dia. Tal condição pode forçar que geradores conectados próximos à carga forneçam uma potência reativa maior para atingir a demanda do sistema. Dependendo das condições do sistema, um gerador de pequeno porte pode se tornar severamente sobrecarregado ou operar em condições de subexcitação severas.

Ainda, em (EBERLY; SCHAEFER, 2002) são apresentados resultados de testes práticos realizados em um gerador de 10,4 MW que utiliza uma excitatriz estática de 100 kW equipada com um regulador automático de tensão e um controlador de potência reativa/FP. O gerador é conectado através de um transformador 4,8/34,5 kV a uma linha de distribuição radial que por sua vez conecta-se ao sistema elétrico através de uma transformação com variação de tap sob carga. Através da variação de tap, o comportamento do gerador é analisado para três formas distintas de controle de excitação: regulação de tensão, controle de potência reativa e controle de FP. Os resultados mostram que a utilização de controladores de potência reativa/FP em geradores conectados a sistemas de transmissão pode prejudicar o reestabelecimento do sistema após um distúrbio que provoque afundamentos de tensão nas barras do sistema.

A influência dos modos de controle de excitação no número máximo de conexões de geração distribuída em sistemas de distribuição foi analisada em (FREITAS et al., 2005a). As análises foram realizadas considerando reguladores de tensão e reguladores de fator de potência e quatro condições de operação dos geradores: tensão constante, FP unitário, FP capacitivo e FP indutivo. Os aspectos analisados foram tensão em regime permanente, estabilidade angular, corrente de curto-circuito e estabilidade de tensão.

Segundo (FREITAS et al., 2005a), um dos fatores que pode limitar o número de geradores distribuídos conectados em um alimentador é o aumento de tensão em regime permanente, principalmente durante períodos de carregamento baixo. Os resultados apresentados mostram que no caso da operação com regulador de tensão obtém-se a condição

de máxima penetração de GDs, sem violar os limites de tensão em regime permanente. Os casos mais restritivos foram encontrados na operação dos geradores com FP capacitivo e FP indutivo.

Ainda em relação aos resultados apresentados por (FREITAS et al., 2005a), aspectos de estabilidade angular também podem limitar o número de conexões de GDs, uma vez que os tempos de eliminação de faltas pela proteção em sistemas de distribuição tendem a ser mais longos, e a constante de inércia dos geradores síncronos de pequeno porte tende a ser baixa.

Para o sistema analisado em (FREITAS et al., 2005a), se o modo de controle escolhido for o regulador de FP, o sistema é instável para FPs indutivo e unitário. Isso pode ser explicado pela redução na tensão de campo durante o período de aplicação do curto-circuito, que afeta de forma negativa a estabilidade da máquina, contribuindo para a aceleração do rotor, uma vez que o objetivo é regular o FP e não a tensão terminal. Já no caso da operação com FP capacitivo, o sistema é estável, mesmo havendo a redução na tensão de campo. Como o ângulo pré-falta do rotor no caso de FP capacitivo é menor do que nos outros casos, o ângulo do rotor não atinge o valor crítico durante a perturbação aplicada.

Em (AZIZAN; RAMACHANDARAMURTHY; LOO, 2009) os impactos dos modos de controle de GD (regulação de tensão e controle de fator de potência) no fluxo de potência e no perfil de tensão são analisados através de simulações no *software* PSCAD/EMTDC. As conclusões deste artigo apontaram uma maior limitação no nível de penetração de GDs quando os geradores operam com controle de FP, sendo que com este modo de controle pode ocorrer uma oscilação de potência reativa, e por consequência, da tensão no alimentador.

Verifica-se, então, que é de grande importância que a escolha do modo de controle seja realizada cuidadosamente através de análises considerando as características específicas do ponto de conexão e do alimentador de distribuição. Nesse sentido, este trabalho tem por

objetivo contribuir para o entendimento dos impactos dessa escolha sob o ponto de vista da estabilidade transitória dos SDE.

### **3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos fundamentais para o entendimento da estabilidade de sistemas de potência. Ainda, apresentou-se uma descrição sobre os sistemas de excitação de geradores síncronos e suas principais funções de controle.

Os modos de controle existentes e alguns dos impactos já analisados na literatura atual foram apresentados. Verificou-se que a escolha do modo de controle deve ser feita considerando as características específicas do local onde é conectada a GD. Visando contribuir para o entendimento dos impactos causados pelos diferentes modos de controle de geradores síncronos, este trabalho tem por objetivo apresentar uma análise sob o ponto de vista da estabilidade transitória, realizada através de simulações numéricas.

No próximo capítulo é apresentada a modelagem do sistema de distribuição utilizado como caso base nas simulações do presente trabalho e os modelos de gerador síncrono e de seu sistema de excitação. Por fim, serão descritos os conjuntos de testes utilizados como referência nas simulações.



#### 4 ESTUDO DE CASO

Os estudos de estabilidade a grandes perturbações são normalmente realizados através de simulações computacionais, uma vez que envolvem a solução de equações não-lineares dos sistemas elétricos de potência. Ainda, o uso de modelos mais completos dos componentes de um sistema de potência implica um aumento da complexidade da solução do problema, o que dificulta o desenvolvimento analítico para uma análise de estabilidade transitória (PEREIRA, 2007). Sendo assim, esta é a abordagem utilizada neste trabalho para o estudo da influência da estratégia de controle da excitação na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados a SDE.

Neste trabalho, as simulações foram realizadas através dos *softwares* ANAREDE e ANATEM, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL/Eletróbrás), os quais consideram um modelo de rede equilibrada e circuitos de sequência positiva. A consideração de uma rede equilibrada tem sido utilizada mundialmente para a análise de sistemas com geração distribuída (EDWARDS et al., 2000; FREITAS et al., 2005a; FREITAS et al., 2005b; ABREU, 2005; KUIAVA et al., 2008). Isto se deve à dificuldade na modelagem do desequilíbrio, principalmente em sistemas de grande porte, o que resultaria em um conjunto de variáveis maior, incluindo uma série de desafios sob o ponto de vista matemático. Além disto, muitos sistemas de distribuição primários podem ser considerados equilibrados, do ponto de vista da carga, e, sendo assim, a utilização destas ferramentas com tais simplificações apresenta-se pertinente.

Neste capítulo apresenta-se uma descrição do sistema de distribuição e da geração distribuída utilizados nas simulações, bem como uma breve descrição dos modelos utilizados e dos casos estudados. Os resultados obtidos e a análise dos mesmos estão apresentados no Capítulo 5.

## **4.1 MODELAGEM DO SISTEMA**

Os modelos utilizados neste trabalho para o sistema de distribuição, geração distribuída, regulador e controle de velocidade e regulador automático de tensão basearam-se nos dados retirados de (ABREU, 2005). Já o regulador e o controlador de FP foram modelados com base em dados obtidos em (HAJAGOS; LEE, 2005). Estes modelos são descritos a seguir.

### **4.1.1 Sistema Equivalente de Conexão**

O ponto de conexão entre o sistema de distribuição e subtransmissão foi representado pelo modelo clássico de gerador síncrono, sendo considerado como a referência do sistema nas simulações de fluxo de carga e como um barramento infinito nas simulações dinâmicas.

O modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto é representado no modelo “MD01” do código de execução “DMDG” do ANATEM (CEPEL, 2010b). Para que este modelo seja considerado como um barramento infinito é necessário preencher somente o dado de frequência, ou, deixando-o em branco, a frequência considerada será automaticamente igual a 60 Hz.

### **4.1.2 Modelo do Gerador Síncrono**

O modelo de gerador síncrono considerado como geração distribuída nas simulações dinâmicas é um modelo de gerador do tipo pólos lisos alimentado por turbinas a vapor e operando em alta velocidade. Trata-se de um modelo de sexta ordem, amplamente utilizado em simulações para representar os turbogeradores devido à possibilidade de ser observada a resposta transitória rápida do mesmo (ABREU, 2005).

Dessa forma, utilizou-se o Modelo 03 Predefinido de máquina síncrona (opção “MD03” ativada) do *software* ANATEM, que representa um modelo de máquina de rotor liso

com um enrolamento de campo e três enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e dois no eixo em quadratura. Os diagramas de blocos para as equações de eixo direto e eixo em quadratura podem ser visualizadas em (CEPEL, 2010b).

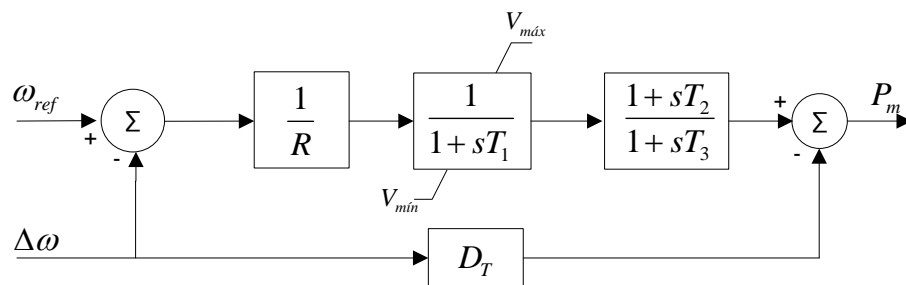
#### 4.1.3 Sistema de Controle da GD

Os sistemas de controle utilizados neste trabalho foram reguladores de velocidade e reguladores de tensão. A inclusão do controlador de fator de potência foi posteriormente realizada como um laço externo ao laço de regulação de tensão, conforme será apresentado a seguir.

Os modelos do sistema de controle de excitação da GD considerada foram implementados em formato CDU (Controlador Definido pelo Usuário) (CEPEL, 2010b). Já o modelo de turbina e regulador de velocidade foi implementado através de modelos já existentes no *software* ANATEM.

#### 4.1.4 Turbina e Regulador de Velocidade

A máquina síncrona foi considerada acoplada a uma turbina a vapor, sendo que a turbina foi representada pelo modelo TGOV1 do IEEE. Este modelo representa uma turbina térmica com reaquecimento, onde são representados os efeitos da ação do regulador e a constante de tempo do reaquecedor. O diagrama de blocos é apresentado na Figura 17 e a Tabela 1 apresenta a descrição das variáveis.



**Figura 17 Modelo de turbina térmica com reaquecimento.**

Tabela 1 Descrição das variáveis do regulador de velocidade.

Parâmetro	Descrição
$\omega_{ref}$	Sinal de referência de velocidade
$\Delta\omega$	Desvio de velocidade angular da máquina
$R$	Característica de RP da carga versus velocidade do conjunto turbina-regulador
$T_1$	Constante de tempo do regulador
$T_2$	Constante de tempo
$T_3$	Constante de tempo de reaquecimento
$D_T$	Fator de amortecimento da turbina
$P_m$	Potência mecânica da máquina
$V_{mín}$	Valor mínimo permitido para a saída do bloco
$V_{máx}$	Valor máximo permitido para a saída do bloco

#### 4.1.5 Modelo do Sistema de Excitação

Foi utilizado o modelo de excitação estática tipo ST2A do IEEE (HAJAGOS; LEE, 2005), sendo desprezados os efeitos de comutação e carregamento do retificador, o que idealiza o modelo da fonte de energia da excitatriz. A Figura 18 apresenta o modelo utilizado nas simulações, e a descrição das variáveis é apresentada na Tabela 2.

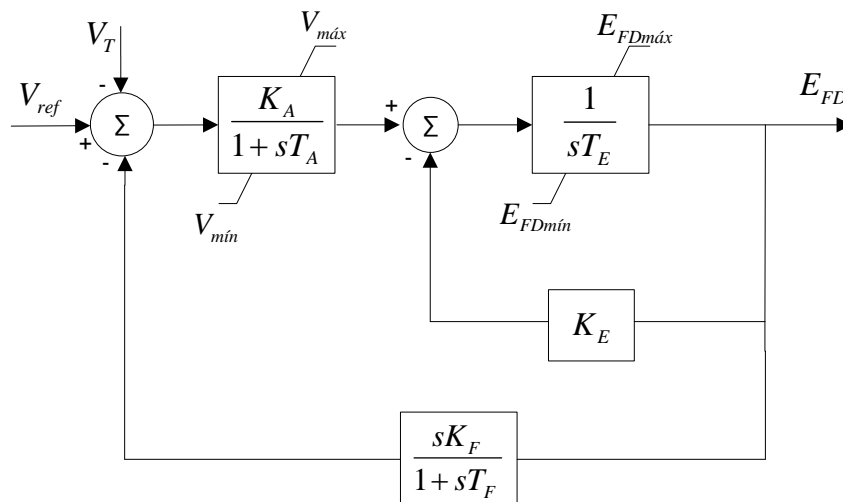


Figura 18 Modelo do regulador de tensão.

**Tabela 2 Variáveis do Regulador de Tensão tipo ST2A.**

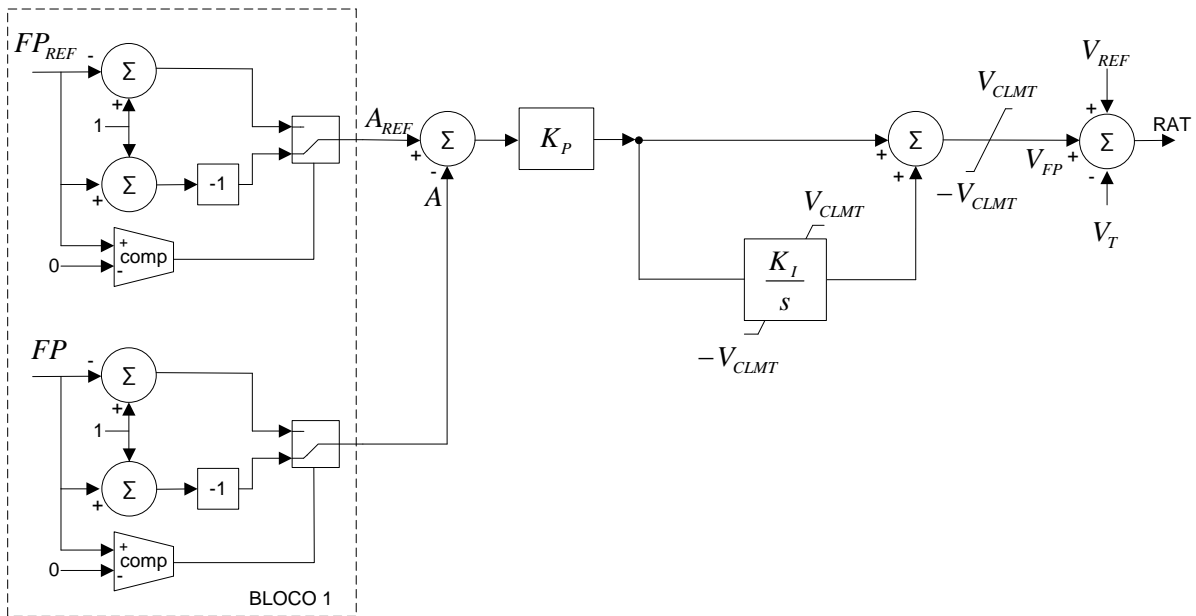
<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
$V_{ref}$	Tensão de referência
$V_T$	Módulo da tensão medida no terminal do gerador
$K_A, T_A$	Ganho e constante de tempo do regulador
$K_E, T_E$	Ganho e constante de tempo da excitatriz
$K_F, T_F$	Ganho e constante de tempo da malha de estabilização
$V_{Rmáx}, V_{Rmín}$	Limites máximo e mínimo da saída do regulador
$E_{FDmáx}$	Valor máximo permitido para a tensão de campo do gerador
$E_{FDmín}$	Valor mínimo permitido para a tensão de campo do gerador
$E_{FD}$	Valor da tensão de campo do gerador

A tensão medida  $V_T$  é o módulo da tensão nos terminais da máquina, podendo ser diretamente a tensão de alguma das fases, ou ainda uma função destas tensões, como a tensão de sequência positiva. No ANATEM considera-se como a tensão de sequência positiva, já que os próprios modelos da máquina síncrona e da rede utilizados no *software* são modelos de sequência positiva.

#### **4.1.6 Controlador de Fator de Potência**

Conforme apresentado no Capítulo 3, o controlador de fator de potência é um laço externo que atua através da variação do ajuste de referência do regulador de tensão. O modelo considerado nas simulações é o modelo de controlador de fator de potência tipo II do IEEE (*PF Model Type II*) (HAJAGOS; LEE, 2005), cujo diagrama de blocos é apresentado na Figura 19.

Considerando que injetar ou absorver um mesmo valor de reativos resulta em um mesmo valor de FP, já que o FP independe do sentido do fluxo de potência reativo, é necessária a identificação do sentido do fluxo de reativos, determinando assim se o FP é capacitivo ou indutivo. Essa identificação é realizada pelo Bloco 1 de funções, conforme



**Figura 19 Modelo de Controlador de FP.**

mostra o diagrama da Figura 19<sup>3</sup>. Com esta modificação na entrada, a variável de controle passa a ser outra, representada no diagrama de blocos pela variável “A”, que possui um valor negativo quando o gerador estiver absorvendo reativo da rede (fator de potência indutivo), ou seja, em condição de subexcitação. O valor de “A” positivo indica que o gerador está fornecendo potência reativa para a rede (fator de potência capacitivo), ou seja, operando sobreexcitado. Um limitador dinâmico é utilizado para limitar os valores máximo e mínimo da saída  $V_{FP}$ .

A Tabela 3 apresenta a descrição das variáveis do diagrama de blocos da Figura 19.

**Tabela 3 Variáveis do Controlador de FP.**

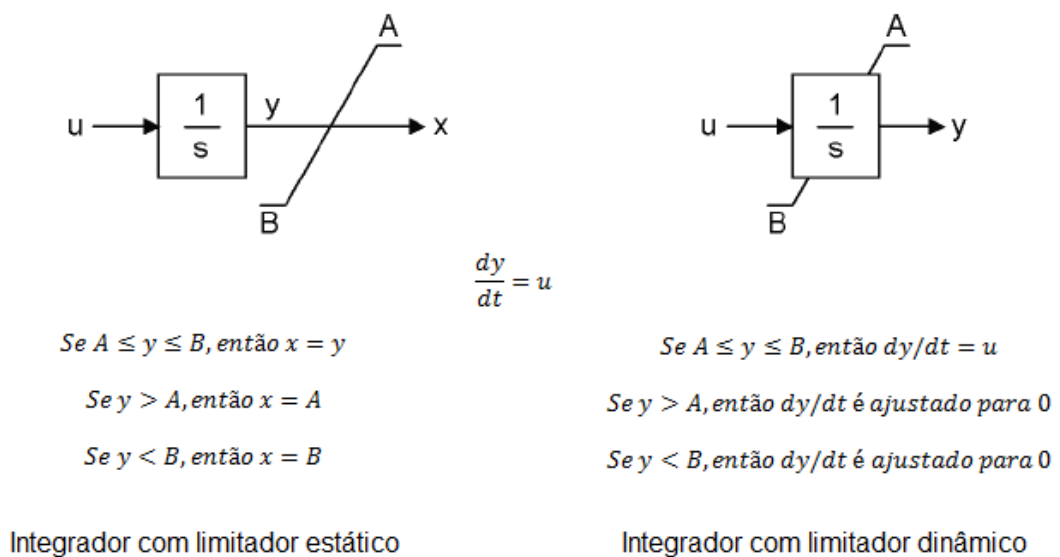
Parâmetro	Descrição
$FP_{REF}$	Fator de potência de referência
$FP$	Fator de potência medido
$A_{REF}$	Referência para variável de controle A

<sup>3</sup> O bloco 1 de funções não está representado na atual edição do IEEE Standard 421.5 (HAJAGOS; LEE, 2005). Trata-se de uma interpretação enviada ao comitê responsável, que foi discutida e então o modelo foi modificado incluindo novas funções. Este modelo deve ser corrigido na próxima edição do Standard 421.5.

Parâmetro	Descrição
$A$	Variável de controle
$V_{CLMT}$	Valor máximo de saída do controlador
$K_P$	Ganho proporcional do controlador
$K_I$	Ganho integral do controlador
$V_{FP}$	Saída do controlador
$V_{REF}$	Tensão de referência
$V_T$	Tensão medida

#### 4.1.7 Representações dos Limitadores

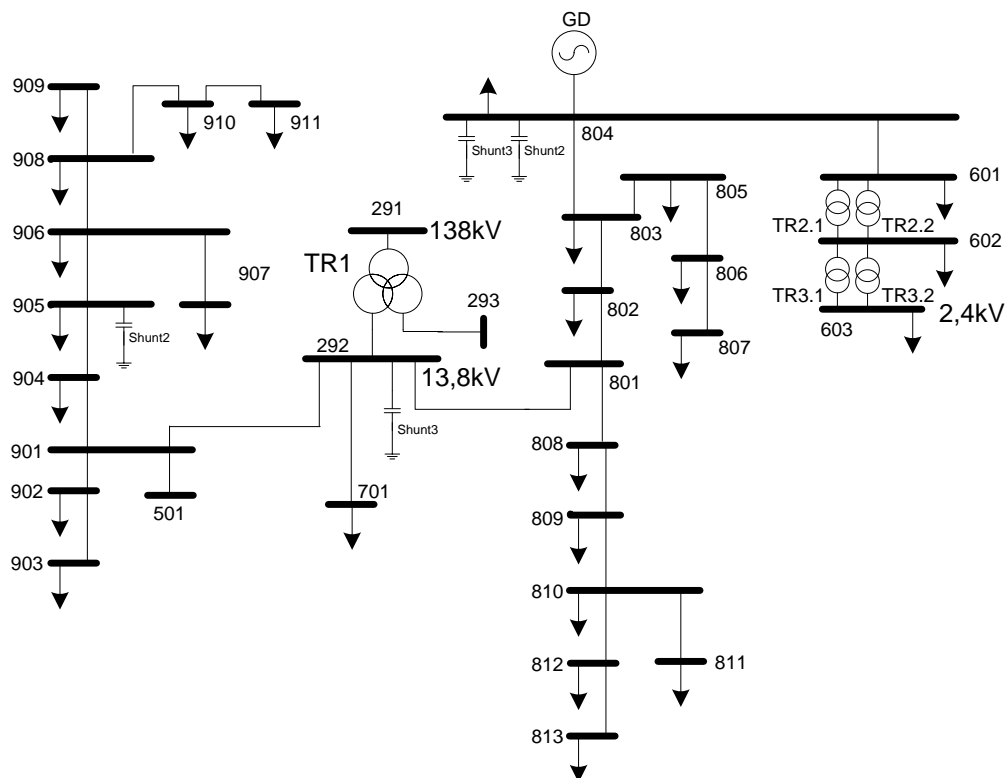
Dois tipos distintos de limitadores são representados nos modelos de controle de excitação: dinâmicos (*non-windup*) ou estáticos (*windup*) (HAJAGOS; LEE, 2005). O limitador do tipo estático limita a saída de um bloco, mas não sua variável de estado. Já o limitador dinâmico atua sobre a variável de estado. Dessa forma, a resposta de um bloco com limitador dinâmico pode ser mais rápida do que se fosse utilizado limitador estático. Isto pode ser visto no exemplo da Figura 20, retirada de (HAJAGOS; LEE, 2005), onde foram representados limitadores dinâmicos e estáticos em um bloco integrador simples.



**Figura 20 Representações dos limitadores.**

## 4.2 DADOS DO SISTEMA

O SDE em estudo é localizado no interior do estado de São Paulo, Brasil, e seus dados foram originalmente publicados em (ABREU, 2005). Este sistema é conectado ao sistema de subtransmissão em 138 kV através de um transformador de três enrolamentos de 138/11,5/13,8 kV conectado em  $Y/\Delta/Y_g$ , sendo que este ponto foi considerado como referência angular do sistema, e como um barramento infinito nos estudos dinâmicos. O SDE opera com um nível de tensão de 13,8 kV, com exceção da barra 603 que opera em 2,4 kV. O sistema tem um total de 32 barras, 5 transformadores e 27 seções de linha com um comprimento total de 51km. A Figura 21 apresenta o diagrama unifilar deste sistema.



**Figura 21 Sistema de distribuição do estudo de caso.**

No sistema original, quatro turbogeradores estão conectados às barras 601, 602 e 603, e suas potências de geração variam de 1,5 a 5,5 MVA. Neste trabalho, para fins de testes,



estes geradores não foram representados, sendo que a geração distribuída foi representada por somente um gerador síncrono de 5 MW conectado na barra 804.

Ainda, o caso base utilizado nas simulações possui uma carga total de 10,48 MW e 2,51 Mvar, que foi modelada como potência constante no ANAREDE. No ANATEM, para as simulações dinâmicas, as componentes de potência ativa das cargas foram representadas com característica 100% corrente constante e as componentes de potência reativa com característica 100% impedância constante, modelagem recomendada em (IEEE TASK FORCE, 1993) para casos em que não se tem informação precisa sobre as cargas do sistema.

As linhas e transformadores foram representados pelos seus circuitos  $\pi$  equivalentes, de acordo com o modelo disponível no ANAREDE (CEPEL, 2010a). No entanto, considerando a susceptância igual a zero de acordo com os dados de linha obtidos em (ABREU, 2005), este modelo torna-se apenas uma impedância em série (resistência e reatância indutiva), adequado para a modelagem de linhas curtas (STEVENSON, 1974).

#### 4.2.1 Dados de Fluxo de Carga

O fluxo de carga foi executado no ANAREDE de forma a obter o ponto de operação inicial do sistema para, então, realizar as simulações dinâmicas no ANATEM. As Tabelas 4 e 5 apresentam os dados das linhas (base de 13,8 kV e 10 MVA) e os dados das cargas, respectivamente.

**Tabela 4 Dados das linhas.**

<b>Barra De</b>	<b>Barra Para</b>	<b>R (pu/km)</b>	<b>X (pu/km)</b>	<b>B (Mvar)</b>	<b>Distância (km)</b>
292	701	0,0100	0,0208	0	0,25
292	901	0,0100	0,0208	0	1,75
292	801	0,0100	0,0208	0	0,01
901	501	0,0193	0,0250	0	0,01
901	902	0,0100	0,0208	0	3,65
901	904	0,0100	0,0208	0	0,33
902	903	0,0100	0,0208	0	4,40
904	905	0,0365	0,0275	0	0,55
905	906	0,0292	0,0269	0	0,13

Barra De	Barra Para	R (pu/km)	X (pu/km)	B (Mvar)	Distância (km)
906	907	0,0292	0,0269	0	0,75
906	908	0,0292	0,0269	0	0,30
908	909	0,0839	0,0276	0	1,42
908	910	0,0839	0,0276	0	1,76
910	911	0,0839	0,0276	0	9,00
801	802	0,0100	0,0208	0	2,00
802	803	0,0100	0,0208	0	2,30
803	804	0,0100	0,0208	0	2,65
804	601	0,0000	0,0001	0	0,00
803	805	0,0839	0,0276	0	3,20
805	806	0,0839	0,0276	0	1,73
806	807	0,0839	0,0276	0	3,55
801	808	0,0100	0,0208	0	2,30
808	809	0,0100	0,0208	0	0,25
809	810	0,0100	0,0208	0	1,55

Tabela 5 Dados das cargas.

Barra	P (MW)	Q (Mvar)
601	5,5	0,0
602	0,0	0,2
701	1,9	0,87
802	0,01	0,01
803	0,02	0,01
804	1,25	0,57
805	0,0	0,0
806	0,04	0,02
807	0,05	0,02
808	0,06	0,03
809	0,11	0,05
810	0,10	0,05
811	0,07	0,03
812	0,03	0,01
813	0,0	0,0
901	0,12	0,06
902	0,06	0,03
903	0,0	0,0
904	0,11	0,05
905	0,59	0,29
906	0,16	0,08
907	0,0	0,0
908	0,08	0,04
909	0,09	0,05
910	0,1	0,05

As potências dos bancos de capacitores (shunt) apresentados no diagrama da Figura 21 são: Shunt2 = 0,3 Mvar e Shunt3 = 1,2 Mvar.

Os dados dos transformadores são os seguintes (base de 10 MVA):

- TR1:  $R_{1-2}=R_{2-3}=R_{3-1}=0$  pu,  $X_{1-2}=0,0989$  pu,  $X_{2-3}=0,057$  pu e  $X_{3-1}=0,174$ pu;
- TR2.1 e TR2.2:  $R=0$  pu,  $X=0,0565$  pu;
- TR3.1 e TR3.2:  $R=0$  pu,  $X=0,0396$  pu.

#### 4.2.2 Dados Dinâmicos

Os dados do gerador síncrono conectado na barra 804 foram também retirados de (ABREU, 2005), sendo eles (em pu, base 10 MVA) apresentados na Tabela 6.

**Tabela 6 Dados da geração distribuída.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
$H$	1,0 s	$X''_q$	0,254 pu
$X_d$	2,06 pu	$X_l$	0,10 pu
$X_q$	2,50 pu	$T'_{d0}$	7,8 s
$X'_d$	0,398 pu	$T'_{q0}$	3,0 s
$X'_q$	0,30 pu	$T''_{d0}$	0,066 s
$X''_d$	0,254 pu	$T''_{q0}$	0,075 s

Os valores dos parâmetros do regulador de tensão ST2A e do regulador de velocidade utilizados neste trabalho foram retirados de (ABREU, 2005) e são apresentados nas Tabelas 7 e 8:

**Tabela 7 Dados do regulador de tensão.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
$K_A$	120 pu	$T_A$	0,15 s
$K_E$	1,0 pu	$T_E$	0,5 s
$K_F$	0,05 pu	$T_F$	1,0 s
$V_{Rmín}$	0 pu	$V_{Rmáx}$	1 pu
$E_{FDmín}$	0 pu	$E_{FDmáx}$	5,67 pu

**Tabela 8 Dados da turbina e regulador de velocidade.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
$R$	0,05 pu
$T_1$	0,05 s
$T_2$	1,5 s
$T_3$	5 s
$D_t$	0 pu
$V_{min}$	0,2 pu
$V_{max}$	1,1 pu

### 4.3 CONJUNTOS DE TESTES

O estudo de caso deste trabalho foi realizado através de exaustivas simulações dinâmicas no ANATEM. As simulações foram inicialmente realizadas utilizando o *software* ANAREDE, gerando os casos de fluxo de potência e os pontos iniciais de operação do sistema e da geração distribuída, conforme mostra a Tabela 9. O sinal negativo na coluna “Mvar” indica que o gerador está absorvendo potência reativa do sistema. O carregamento indicado como “Normal” representa o carregamento nominal do sistema apresentado anteriormente.

**Tabela 9 Dados dos casos de fluxo de carga - ANAREDE.**

<b>Número</b>	<b>Dados da GD</b>				<b>Carregamento do sistema</b>
	<b>MW</b>	<b>Mvar</b>	<b>FP terminal</b>	<b>Tensão terminal (pu)</b>	
1	5	-0,458	0,996 ind	0,962	Normal
2	5	0	1,000	0,971	Normal
3	5	1,5	0,958 cap	1,000	Normal
4	5	-1,5	0,958 ind	0,941	Normal
5	5	1,5	0,958 cap	0,904	Pesada (+100%)
6	5	1,5	0,958 cap	1,032	Leve (-50%)
7	10	0	1,000	0,992	Normal
8	5	2,13	0,920 cap	1,011	Normal
9	5	-2,13	0,920 ind	0,927	Normal
10	5	1,5	0,958 cap	1,048	Leve (-80%)
11	5	1,5	0,958 cap	0,958	Pesada (+50%)

Obtidos os pontos iniciais de operação, as simulações dinâmicas foram então realizadas no ANATEM. Estas simulações foram divididas em 6 conjuntos de testes que foram definidos de acordo com os objetivos deste trabalho e estão descritos a seguir.

#### CONJUNTO 1: Variação do modo de controle

Caso de fluxo de potência: 1.

- a) GD com regulador de tensão;
- b) GD com controlador de FP;
- c) GD com regulador de FP.

#### CONJUNTO 2: Variação do ganho proporcional do controlador de FP

Caso de fluxo de potência: 1.

Modo de controle: Controlador de FP.

- a)  $K_p = 1$ ;
- b)  $K_p = 20$ .

#### CONJUNTO 3: Considerações sobre os limitadores do controlador de FP

Caso de fluxo de potência: 1.

Modo de controle: Controlador de FP.

- a) Simulações considerando o limitador dinâmico do laço do controlador de FP;
- b) Simulações desconsiderando o limitador dinâmico do laço do controlador de FP.

#### CONJUNTO 4: Variação do ponto de operação da GD

Casos de fluxo de potência: 2, 3, 4, 8 e 9.

Modo de controle: Controlador de FP.

- a)  $FP = 0,92$  capacitivo;
- b)  $FP = 0,958$  capacitivo;
- c)  $FP = 1,0$ ;

- d)  $FP = 0,958$  indutivo;
- e)  $FP = 0,92$  indutivo.

#### CONJUNTO 5: Variação do carregamento do sistema

Casos de fluxo de potência: 3, 5, 6, 10 e 11.

Modo de controle: Controlador de FP

- a) Carregamento 1: -80% da carga nominal;
- b) Carregamento 2: -50% da carga nominal;
- c) Carregamento 3: carga nominal;
- d) Carregamento 4: +50% da carga nominal;
- e) Carregamento 5: +100% da carga nominal.

#### CONJUNTO 6: Variação da potência de geração da GD

Casos de fluxo de potência: 2 e 7.

Modo de controle: Controlador de FP.

- a)  $P_1 = 5$  MW e  $Q_1 = 0$  Mvar;
- b)  $P_2 = 10$  MW e  $Q_2 = 0$  Mvar;

Para cada conjunto de testes foi obtido, através de exaustivas simulações, o tempo crítico de eliminação da falta para defeitos em barras do sistema eletricamente próximas à barra onde está conectada a GD. Foi considerada a simples extinção do defeito, ou seja, sem isolamento da barra ou linha em falta. O tempo crítico de eliminação é o máximo tempo em que o isolamento ou a extinção do defeito deve ocorrer, de forma que o sistema permaneça estável. A partir de quadros comparativos considerando a operação com regulador de tensão, regulador de FP e controlador de FP foi possível analisar os impactos das diferentes formas de controle de excitação na estabilidade transitória do SDE, os quais serão descritos no próximo capítulo.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

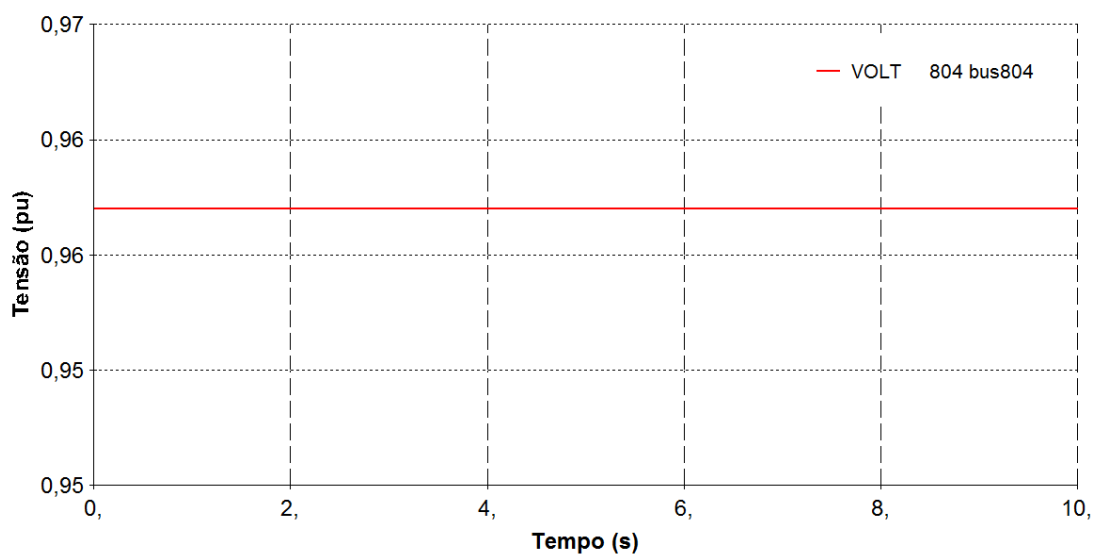
Neste capítulo foram apresentados os modelos dos componentes do sistema de distribuição utilizados nas simulações de fluxo de potência e dinâmicas, que foram realizadas utilizando os *softwares* ANAREDE e ANATEM. Ainda, foram descritos os conjuntos de testes que guiaram as simulações e cujos resultados serão apresentados e analisados no próximo capítulo.

## 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados dos estudos realizados empregando as simulações dinâmicas considerando o sistema de distribuição apresentado no Capítulo 4. A partir dos casos de fluxo de potência apresentados na Tabela 9, as simulações foram realizadas no ANATEM, e os resultados são apresentados a seguir.

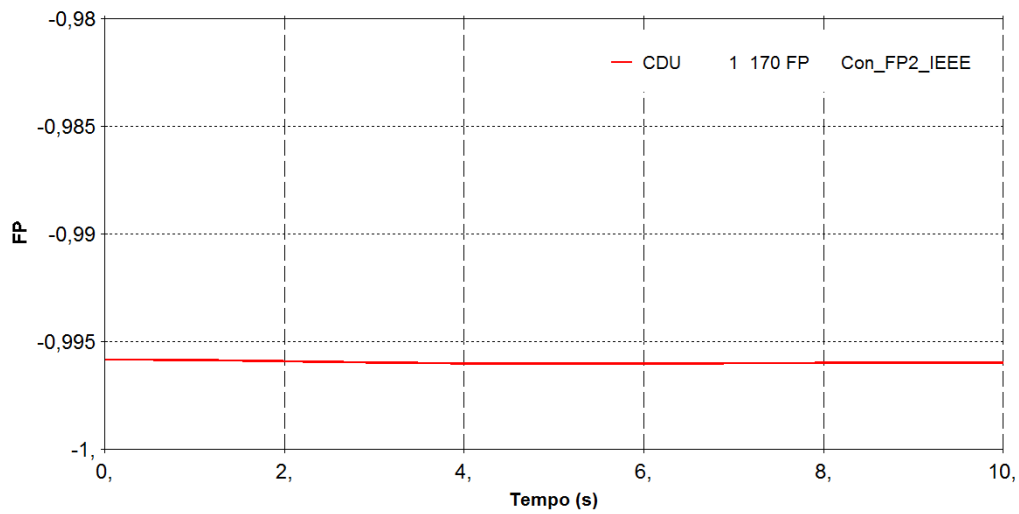
### 5.1 DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Com o objetivo de verificar o desempenho dos controles implementados, simulações foram realizadas para o caso 1 do fluxo de potência e as variáveis controladas foram observadas, sem a aplicação de perturbações no sistema. As Figuras 22 a 24 apresentam a tensão na barra de conexão do gerador, para o caso da operação da GD com regulador de tensão, e o fator de potência na barra de conexão para operação com controlador de FP e regulador de FP. O sinal negativo no valor de FP indica valores indutivos de fator de potência (absorção de potência reativa por parte do gerador).

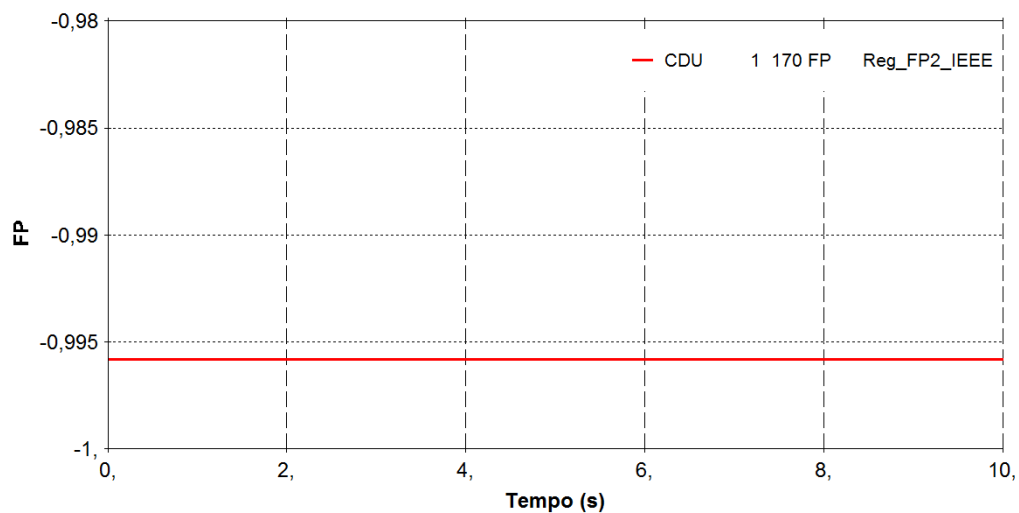


**Figura 22 Tensão na barra para gerador operando com regulador de tensão.**





**Figura 23** Fator de potência na barra para gerador operando com controlador de FP.



**Figura 24** Fator de potência na barra para gerador operando com regulador de FP.

A partir das Figuras 22 a 24, verifica-se que as variáveis controladas são mantidas em regime permanente, validando a representação em regime permanente dos modelos dinâmicos implementados no *software* ANATEM.

## 5.2 MODOS DE CONTROLE

Para este conjunto de testes foram considerados os três modos de controle da GD: regulação automática de tensão (através do AVR), controle de FP e regulação de FP. Faltas

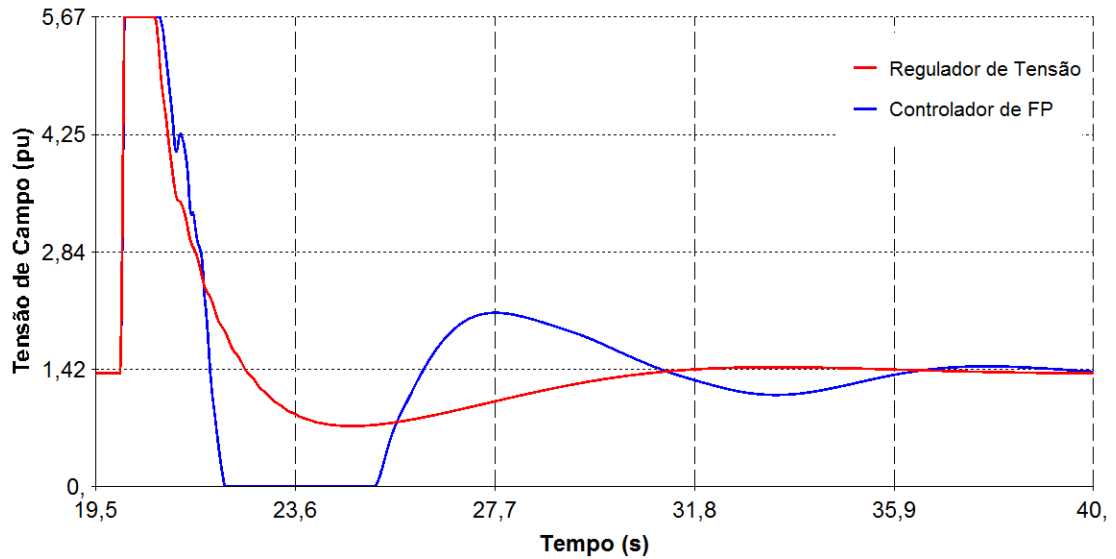
trifásicas foram aplicadas em diversas barras do sistema e o tempo crítico de eliminação das mesmas foi obtido através das simulações dinâmicas, que foram realizadas utilizando o caso 1 de fluxo de potência. A Tabela 10 apresenta os resultados de tempo crítico, em ms, sendo que é possível observar que não houve variações significativas quando comparados os modos AVR e controlador de FP para uma mesma perturbação.

**Tabela 10 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) para os três modos de controle.**

<b>Barra em Falta</b>	<b>AVR</b>	<b>Controlador de FP</b>	<b>Regulador de FP</b>
601	190	190	180
602	220	220	220
603	390	390	340
801	280	280	270
802	240	240	230
803	210	210	210
804	180	180	180
805	estável	estável	estável
808	1130	1110	600

A inexistência de variação nos valores de tempo crítico pode ser explicada pela limitação dos valores máximo e mínimo dos sinais de controle logo após a aplicação da perturbação (falta), devido à existência dos limitadores, como mostram os diagramas de blocos das Figuras 18 e 19 apresentadas no Capítulo 4. A Figura 25 mostra o comportamento da tensão de campo para os casos com regulador de tensão e com controlador de FP, aplicando-se uma falta na barra 804 durante 180 ms, onde pode ser observado o comportamento similar para estes dois casos logo após a aplicação da falta, devido à ação dos limitadores supracitados.

Por outro lado, a resposta dinâmica da tensão de campo do gerador para a operação com regulador de FP não é similar às respostas obtidas com o regulador de tensão e o controlador de FP. Para as faltas eletricamente próximas do gerador não foram observadas diferenças significativas quando comparados os tempos críticos obtidos para o regulador de FP com aqueles obtidos com os outros dois modos de controle. Já para faltas mais distantes,



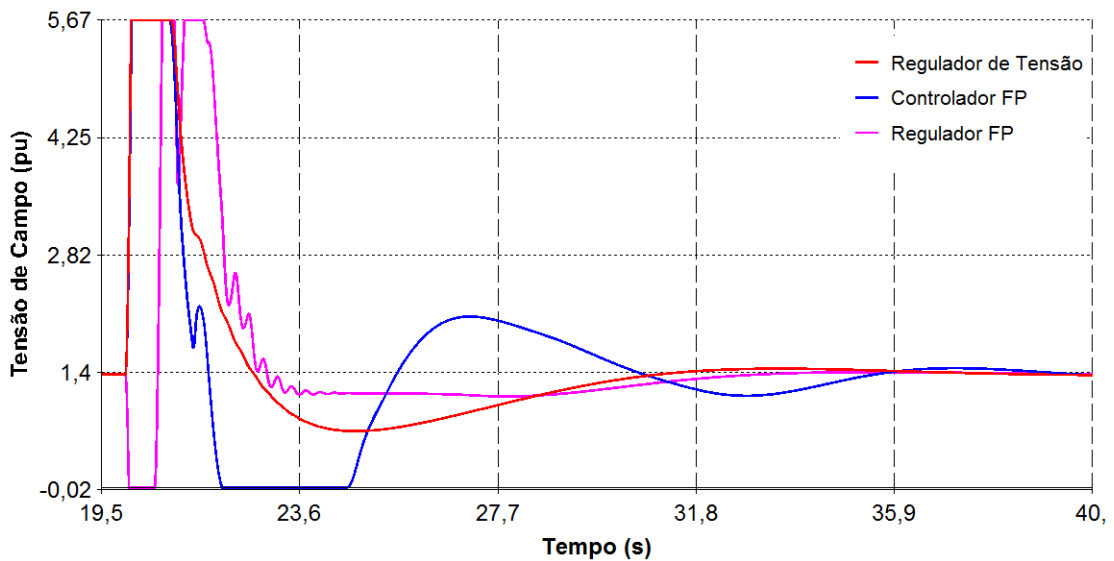
**Figura 25 Comportamento dinâmico da tensão de campo para uma falta na barra 804.**

como é o caso de uma falta na barra 808, observa-se uma diferença significativa, o que pode ser explicado pela falta de suporte dinâmico de tensão dos reguladores de FP. No caso do controlador de fator de potência, o controle do FP é realizado através de um laço externo ao regulador de tensão, sendo que, neste caso, o desempenho dinâmico do sistema de controle é regido pela dinâmica do regulador de tensão se o controlador PI do controle de FP for bem projetado, uma vez que a ação deste deve ser bem mais lenta do que a ação do laço de regulação de tensão. Já na regulação de FP, só há um laço, que é o de regulação do FP, e, assim, a influência na dinâmica deve ser diferente, conforme observado.

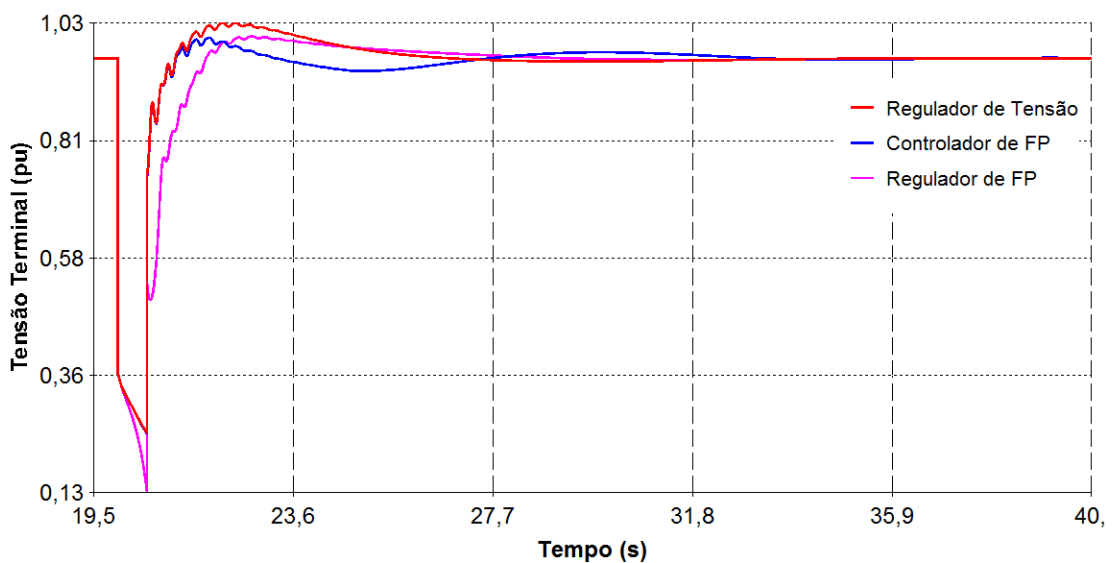
A Figura 26 apresenta a resposta da tensão de campo do gerador para uma falta na barra 808, eliminada em 600 ms, onde pode ser observado que não ocorre um suporte dinâmico de tensão no caso da operação com Regulador de FP, conforme explicado no Capítulo 4. A Figura 27 apresenta a resposta dinâmica da tensão terminal do gerador para a mesma perturbação.

Conforme (HAJAGOS; LEE, 2005), a aplicação de reguladores de FP em geradores síncronos deve ser realizada com atenção, uma vez que este tipo de regulador não fornece o aumento da excitação necessário em resposta a uma queda de tensão, o que confirma os

resultados obtidos nesta seção para este tipo de controle. Tipicamente, este tipo de regulador é utilizado em motores síncronos (HURLEY; BIZE; MUMMERT, 1997).



**Figura 26** Comportamento dinâmico da tensão de campo para uma falta na barra 808.



**Figura 27** Comportamento dinâmico da tensão na barra do gerador para uma falta na barra 808.

### 5.3 VARIAÇÃO DOS PARÂMETROS DO CONTROLADOR DE FP

Com o objetivo de avaliar o impacto da variação dos parâmetros do controlador de FP na estabilidade transitória do sistema em estudo, foram realizadas algumas simulações variando-se o ganho proporcional ( $K_p$ ) deste controlador. O fator de potência na barra de

conexão da GD com o sistema é igual a 0,996 indutivo (gerador absorvendo potência reativa da rede), que corresponde ao caso número 1 de fluxo de potência.

A Tabela 11 apresenta os resultados de tempo crítico de eliminação de falta, em ms, para faltas aplicadas em diversas barras do sistema.

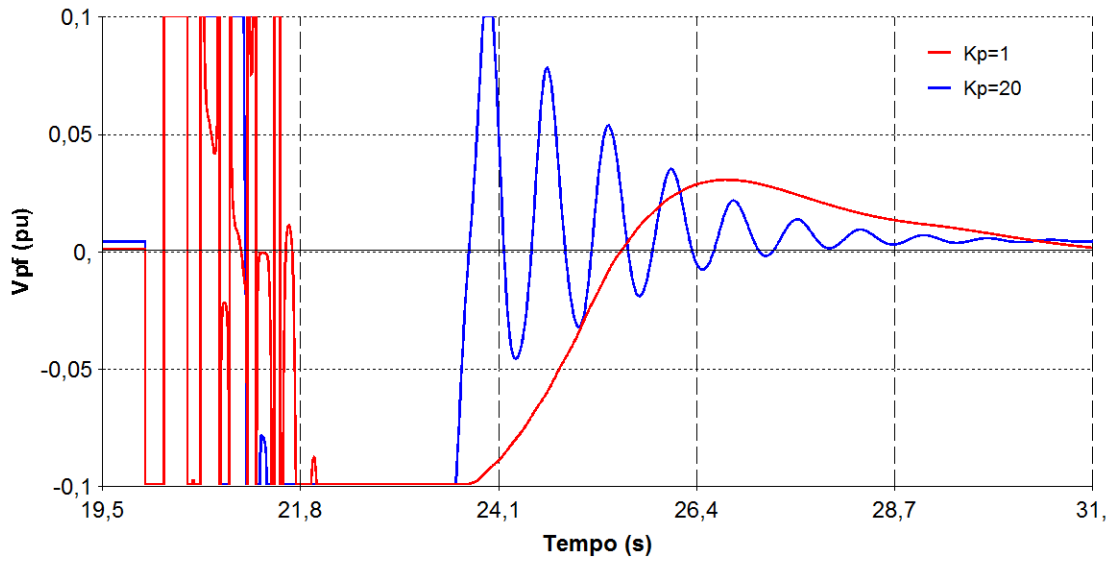
**Tabela 11 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Variação dos parâmetros de controle.**

<b>Barra em falta</b>	<b><math>K_p=1</math></b>	<b><math>K_p=20</math></b>
601	190	190
602	220	220
603	390	390
804	180	180
803	210	210
805	estável	estável
802	240	240
801	280	280
808	1110	1110

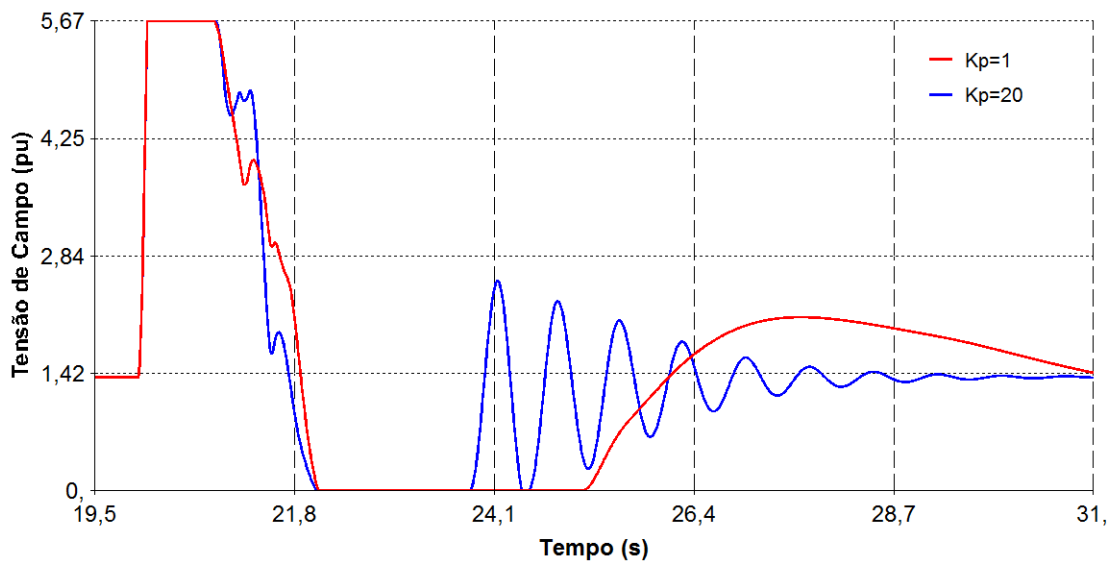
Os resultados para ganhos  $K_p = 1$  e  $K_p = 20$  mostraram que não houve mudança no tempo crítico, o que pode ser explicado pela limitação dos sinais de controle devido à existência dos limitadores, tanto da malha do controlador quanto da malha do regulador de tensão.

As Figuras 28 e 29 apresentam, respectivamente, o sinal de saída da malha do controlador de FP (variável  $V_{FP}$ ) e a tensão de campo do gerador para os dois ganhos considerados, aplicando-se uma falta na barra 602 por 220 ms. A partir da Figura 28 é possível observar o comportamento similar do sinal de controle  $V_{FP}$  nos instantes logo após a perturbação e o comportamento oscilatório que surge com o ganho maior ( $K_p = 20$ ).

Os limitadores desempenham funções importantes de proteção e controle, evitando que os limites da máquina sejam ultrapassados. Com o objetivo de verificar a importância da correta modelagem e representação dos limitadores em um modelo de controle de excitação, foram realizadas simulações desconsiderando-se o limitador do laço externo de controle de



**Figura 28** Sinal de controle  $V_{pf}$  para ganhos proporcionais diferentes.



**Figura 29** Comportamento da tensão de campo para  $K_p=1$  e  $K_p=20$ .

fator de potência, cujo diagrama foi apresentado no Capítulo 4. Os resultados de tempo crítico de eliminação do defeito, em ms, são apresentados na Tabela 12.

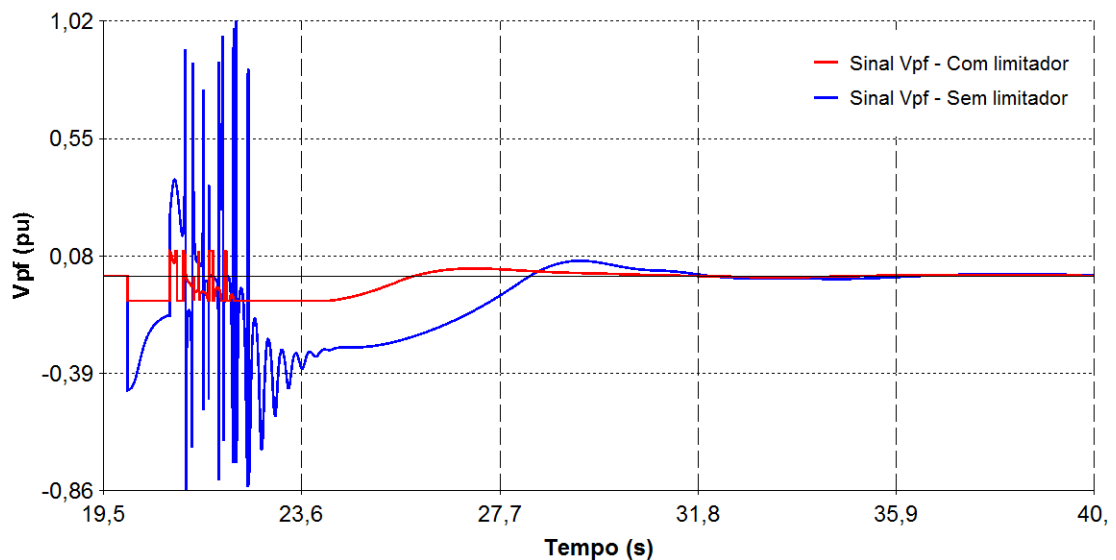
Observa-se, a partir da Tabela 12, que a não representação do limitador do controlador de FP pode levar a resultados de tempo crítico visivelmente inferiores, como é o caso de simulação de falta na barra 808. As Figuras 30 e 31 apresentam, respectivamente, o sinal  $V_{FP}$

de saída do laço de controlador de FP e a resposta do ângulo do gerador para uma falta na barra 808, eliminada em 880 ms.

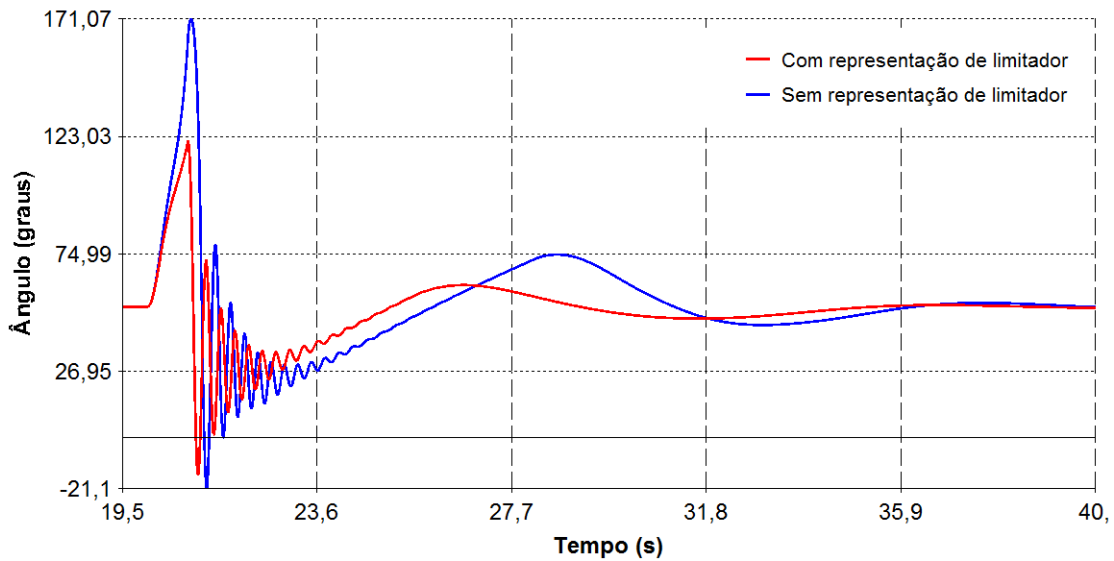
**Tabela 12 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Representação do limitador do controlador de FP.**

Barra em falta	Com representação do limitador	Sem representação do limitador
601	190	180
602	220	220
603	390	350
804	180	180
803	210	210
805	estável	estável
802	240	240
801	280	270
808	1110	880

Assim, pode-se concluir que a representação dos limitadores de um sistema de controle de excitação é importante tanto para a modelagem do sistema quanto para o desempenho dinâmico do mesmo.



**Figura 30 Sinal de saída do controlador de FP.**



**Figura 31** Resposta do ângulo – comparação de modelagem com e sem limitador.

#### 5.4 VARIAÇÃO DO PONTO DE OPERAÇÃO DA GD

O ponto de operação da GD conectada na barra 804 foi modificado com o objetivo de verificar o desempenho dinâmico do controlador de fator de potência para cada situação. Para tanto, os seguintes casos de fluxo de potência foram utilizados: 2, 3, 4, 8 e 9. Os resultados dos tempos críticos de eliminação de falta, em ms, são apresentados na Tabela 13.

**Tabela 13** Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Variação do ponto de operação da GD.

Barra em Falta	Fator de Potência da GD				
	0,92 (Caso 8)	0,958 (Caso 3)	1,0 (Caso 2)	-0,958 (Caso 4)	-0,92 (Caso 9)
601	200	200	190	180	170
602	250	250	230	210	200
603	estável	estável	450	310	270
804	200	200	190	180	170
803	240	240	220	200	190
805	estável	estável	estável	estável	estável
802	300	280	250	220	210
801	690	650	560	240	230
808	estável	estável	estável	860	460

Conforme a Tabela 13 acima, pode-se observar uma redução no tempo crítico para operação do gerador com fator de potência indutivo, ou seja, quando a máquina está

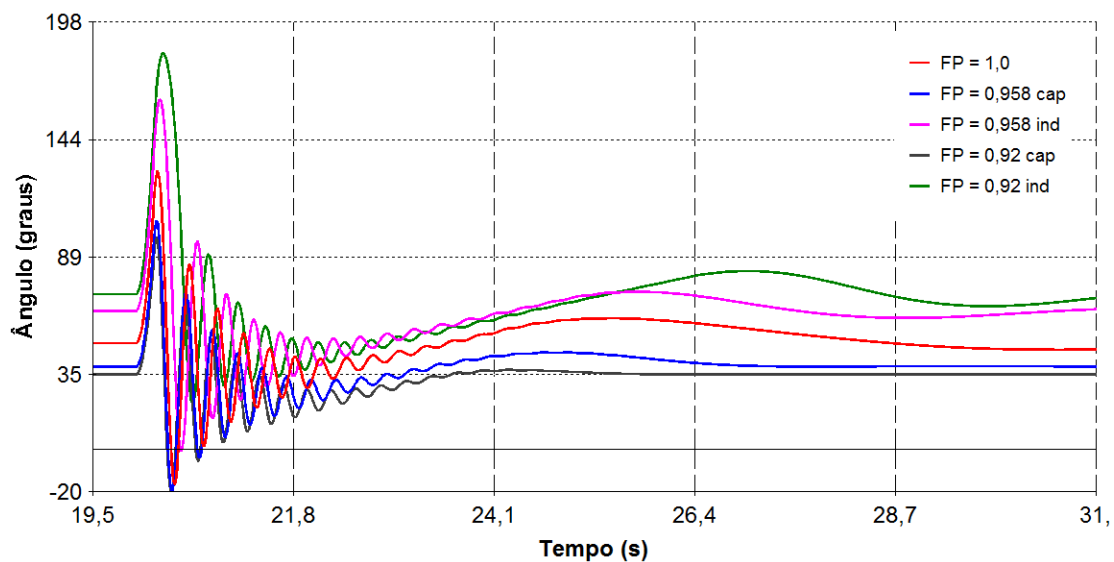


absorvendo potência reativa da rede. Nestas condições, o ângulo pré-falta do rotor é maior quando comparado à operação com fator de potência capacitivo. A Tabela 14 apresenta os valores de ângulo pré-falta para os casos utilizados neste conjunto de testes.

**Tabela 14 Ângulos pré-falta para os diferentes pontos de operação da GD.**

CASO	FP	Ângulo Pré-falta (graus)
2	1,00	49,10
3	0,958	38,14
4	-0,958	64,14
8	0,92	34,53
9	-0,92	71,82

A Figura 32 mostra a resposta dinâmica do rotor do gerador para uma falta na barra 802 com duração de 210 ms, para os fatores de potência apresentados na Tabela 13, onde pode ser observado que o ângulo máximo atingido é de aproximadamente 183 graus para a operação da GD com fator de potência 0,92 indutivo.



**Figura 32 Resposta dinâmica do ângulo – falta na barra 802.**

Assim, pode-se concluir que, sob o ponto de vista da estabilidade transitória, os casos mais críticos ocorrem quando a GD opera com fatores de potência indutivos. Ou seja, quanto maior a potência reativa absorvida pelo gerador, mais críticos serão os casos para este sistema em estudo. Resultados similares foram encontrados em (FREITAS et al., 2005a).

## 5.5 VARIAÇÃO DO CARREGAMENTO DO SISTEMA

O carregamento do sistema foi modificado com o objetivo de avaliar o desempenho da geração distribuída conectada na barra 804 em cada cenário, e operando com controle de fator de potência. Para tanto, utilizou-se os seguintes casos de fluxo de potência: 3, 5, 6, 10 e 11. Falhas trifásicas foram aplicadas em diversas barras do sistema e para cada cenário de carregamento. Os resultados para os tempos críticos encontrados são apresentados na Tabela 15.

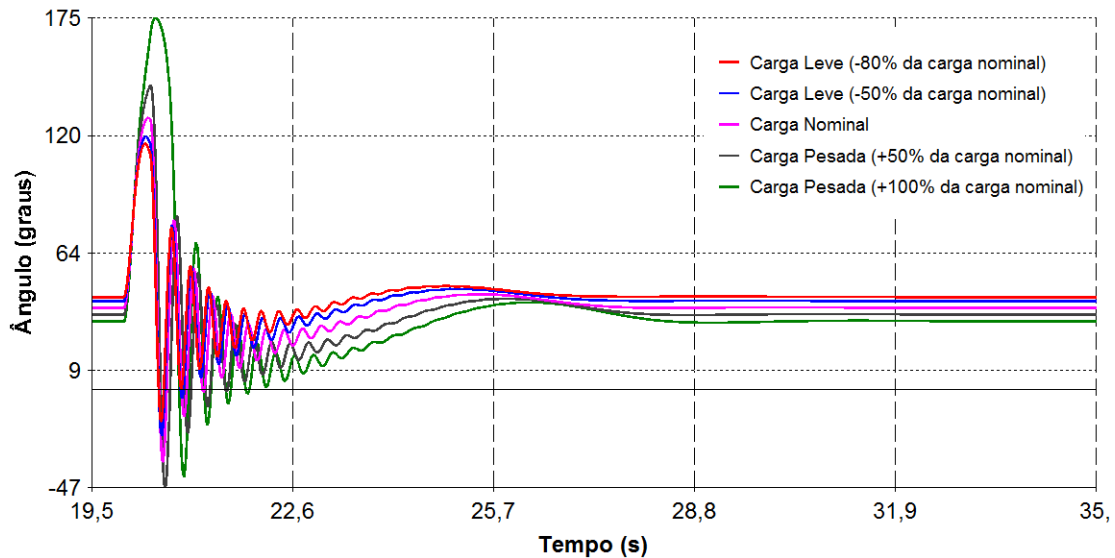
**Tabela 15 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Variação de carregamento do sistema.**

<b>Barra em falta</b>	<b>CASO 10 (-80%)</b>	<b>CASO 6 (-50%)</b>	<b>CASO 3 (Nominal)</b>	<b>CASO 11 (+50%)</b>	<b>CASO 5 (+100%)</b>
601	200	200	200	200	190
602	260	260	250	240	220
603	estável	estável	estável	660	410
804	200	200	200	200	190
803	240	240	240	230	230
805	estável	estável	estável	estável	estável
802	290	290	280	280	270
801	350	350	340	330	310
808	estável	estável	estável	estável	estável

Conforme a Tabela 15, pode-se observar uma tendência de redução no tempo crítico de eliminação da falta para cenários de carregamentos maiores. Com carregamento mais alto, o fluxo de potência nas linhas aumenta, o que leva o sistema a operar mais próximo do limite de estabilidade estática (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Dessa forma, uma falta em um sistema com um perfil de carga mais elevada tende a ser uma perturbação mais severa.

A Figura 33 apresenta a resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador para uma falta na barra 603, com duração de 410 ms, tempo crítico para o cenário de carregamento mais elevado.

A partir da Figura 33 pode-se observar que a excursão máxima do ângulo ocorre para o cenário de maior carregamento do sistema (+100% da carga nominal), cenário com o menor tempo crítico para a perturbação aplicada, justificando assim a conclusão observada.



**Figura 33 Resposta dinâmica do ângulo do rotor – Cenários de carregamentos diferentes.**

## 5.6 AUMENTO DA POTÊNCIA DE GERAÇÃO

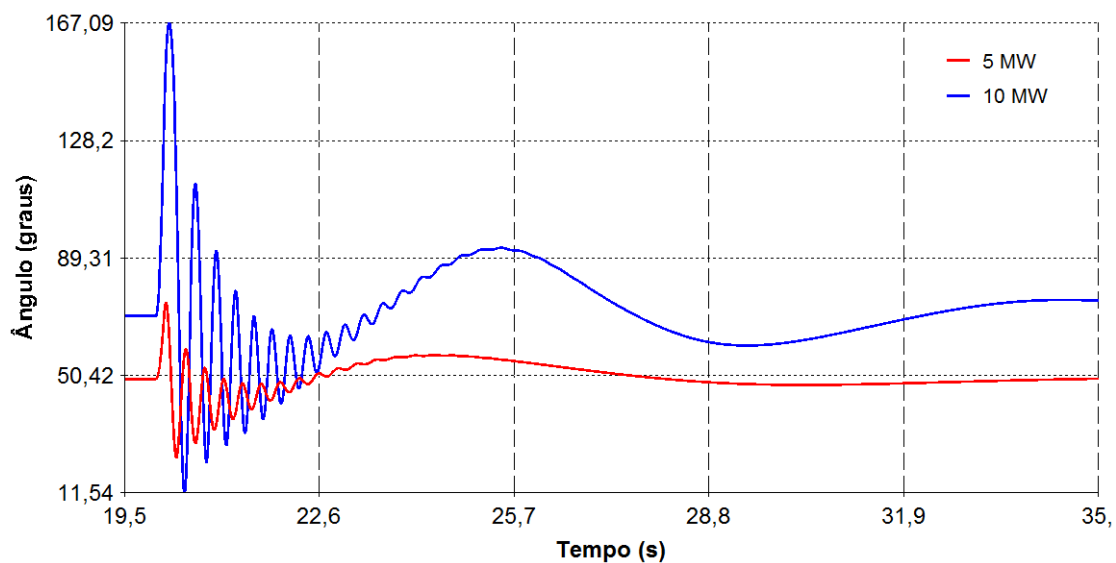
Dentre os diversos fatores que podem determinar o nível de penetração permissível de geradores síncronos em sistemas de distribuição, o modo de controle do sistema de excitação é um dos mais importantes (FREITAS et al., 2005a).

Neste trabalho foram realizadas simulações aumentando-se a potência de geração da GD de 5 para 10 MW, com fator de potência unitário e aplicando-se o controlador de FP. Foram aplicadas faltas trifásicas em diversas barras e os tempos críticos de eliminação da falta foram obtidos para cada uma das perturbações, utilizando os casos 2 e 7 de fluxo de potência. Os resultados dos tempos críticos de eliminação da falta, em ms, comparando-se os dois cenários de geração e mantendo-se o mesmo carregamento do sistema (valor nominal) são apresentados na Tabela 16.

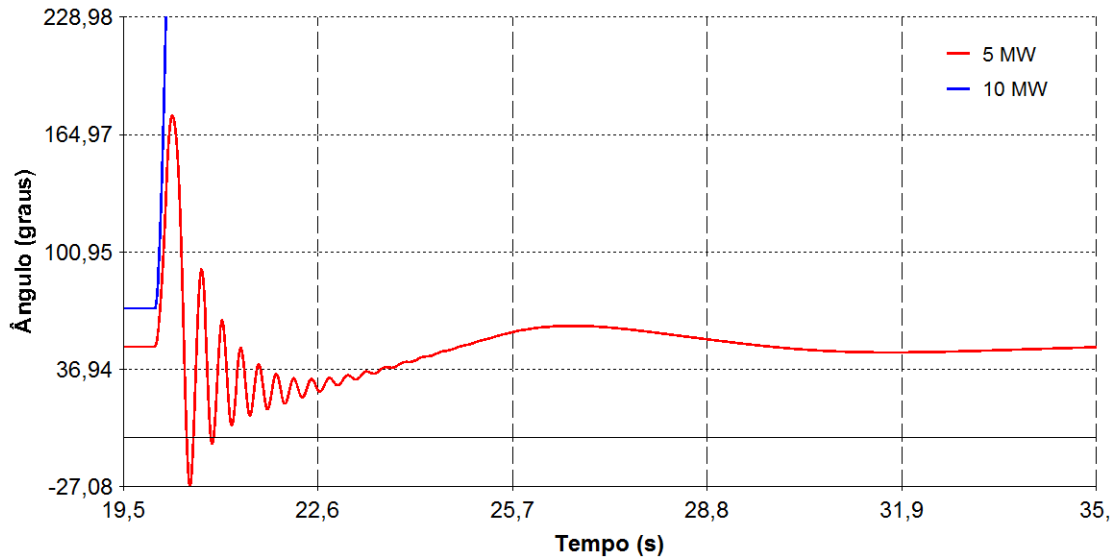
**Tabela 16 Resultados de tempo crítico de eliminação da falta (em ms) - Aumento de potência gerada.**

Barra em falta	Potência gerada 5 MW	Potência gerada 10 MW
601	190	100
602	230	120
603	450	140
804	190	100
803	220	110
805	estável	estável
802	250	120
801	560	130
808	estável	210

Observa-se uma redução no tempo crítico quando ocorre um aumento na potência gerada, o que pode ser explicado pelo maior ângulo pré-falta no caso da geração em 10 MW. As Figuras 34 e 35 apresentam, respectivamente, a resposta do ângulo do gerador para uma falta na barra 801 com duração de 130 ms, e para uma falta na barra 804 com duração de 190 ms, onde se verifica que com a geração de 10 MW o caso torna-se instável para esta última perturbação.



**Figura 34 Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para uma falta na barra 801 durante 130 ms.**



**Figura 35** Comportamento dinâmico do ângulo do gerador para uma falta na barra 804 durante 190 ms.

## 5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações dinâmicas realizadas com o objetivo de verificar o impacto na estabilidade transitória dos diferentes modos de controle de geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição de energia.

Para os diferentes modos de controle e um mesmo ponto de operação da GD não foram observadas diferenças significativas no tempo crítico de eliminação (TCE) do defeito, da mesma forma que para os testes realizados variando-se o ganho proporcional do controlador de FP. No entanto, para o caso da operação com regulador de FP observou-se a falta de suporte dinâmico de tensão logo após a perturbação e uma redução do TCE para faltas eletricamente mais distantes do ponto de conexão do gerador. Já para os testes onde o ponto de operação da GD foi modificado e considerando a aplicação do controlador de FP, observou-se que os casos mais críticos, onde ocorre uma redução do TCE, ocorrem para a operação do gerador com fatores de potência indutivos.

Os testes onde foram considerados diferentes cenários de carregamento do sistema mostraram uma redução no TCE para os casos de maior carregamento. Para os testes

considerando diferentes potências de geração da GD com fator de potência unitário e um mesmo cenário de carregamento do sistema, os menores TCEs foram obtidos para uma potência de geração maior.

Dessa forma, para este sistema em estudo e considerando somente aspectos de estabilidade transitória, poderiam ser aplicados o regulador automático de tensão ou o controlador de fator de potência, que mostraram uma resposta dinâmica similar para perturbações no sistema e fornecem um suporte dinâmico de tensão durante perturbações no sistema.

Cabe ressaltar que a definição do modo de controle a ser aplicado em uma geração distribuída envolve não somente estudos de estabilidade, mas também estudos de regime permanente, avaliando-se o perfil de tensão e carregamento do sistema. Ainda devem ser consideradas as características específicas do SDE onde será conectado o gerador, como a existência de equipamentos para controle de tensão da rede (bancos de capacitores, reguladores de tensão).

Neste trabalho foram apresentadas contribuições com relação à estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição, avaliando o impacto dos diferentes modos de controle que podem ser aplicados a geradores síncronos e sob diferentes condições de operação do gerador e carregamento do sistema, com o objetivo de auxiliar os engenheiros responsáveis pelos estudos dos sistemas de distribuição com geração distribuída nas análises que envolvam geradores síncronos distribuídos.

## 6 CONCLUSÕES

Esta dissertação de mestrado investigou o impacto dos diferentes modos de controle de excitação de geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição de energia elétrica na estabilidade transitória destes sistemas. Como parâmetro principal de análise utilizou-se os tempos críticos de eliminação de defeitos, obtidos através de simulações dinâmicas aplicando faltas trifásicas em diversas barras do sistema. Diversos cenários foram simulados, considerando os diferentes modos de controle, diferentes pontos de operação da GD, diferentes carregamentos do sistema e diferentes potências de geração.

As conclusões obtidas estão resumidas a seguir:

- não foram observadas grandes variações nos tempos críticos de eliminação de defeitos quando comparados os diferentes modos de controle. No entanto, verificou-se a falta de suporte dinâmico de tensão do regulador de fator de potência logo após a perturbação, conforme apresentado em (HAJAGOS; LEE, 2005);
- para os testes onde foi modificado o ganho proporcional do controlador de FP, não foram observadas variações nos tempos críticos de eliminação da falta. Verificou-se nestes casos uma resposta similar dos sinais de controle para os dois ganhos testados, devido à existência dos limitadores, tanto da malha do controlador quanto da malha do regulador de tensão. Ainda, realizaram-se testes desconsiderando-se a modelagem do limitador do controlador de fator de potência, onde foi verificado que a não representação deste limitador pode levar a resultados de tempo crítico visivelmente inferiores. Dessa forma, pode-se concluir que a representação dos limitadores de um sistema de controle de

excitação é importante tanto para a modelagem do sistema quanto para o desempenho dinâmico do mesmo;

- em relação à variação do ponto de operação do gerador, os casos mais críticos, onde ocorre uma redução do tempo crítico de eliminação do defeito, foram encontrados para uma operação do gerador com fatores de potência indutivos. Isto pode ser explicado pelo maior ângulo pré-falta nestes casos, fazendo com que o ângulo do rotor excursions até valores mais altos após a perturbação;
- para os diferentes cenários de carregamento do sistema, observou-se uma redução do tempo crítico de eliminação da falta para os casos de maior carregamento, o que pode ser explicado pelo fato de que com o carregamento maior, as linhas transportam uma potência maior, fazendo com que o sistema opere próximo ao limite de estabilidade estática;
- os testes realizados considerando diferentes potências de geração, para um mesmo ponto de operação da GD (fator de potência unitário) e um mesmo carregamento do sistema, apresentaram os menores tempos críticos de eliminação do defeito para uma geração maior, onde também se observa um ângulo pré-falta maior para estes casos.

A definição do modo de controle deve ser realizada com base em diversos estudos, além dos estudos de estabilidade, como a avaliação em regime permanente, determinando, por exemplo, as variações de tensão quando da conexão e desconexão dos geradores. Os impactos devem ser mínimos para que a qualidade da energia entregue aos consumidores próximos seja mantida em níveis aceitáveis e dentro do que determina a legislação, sempre objetivando também uma operação segura destes geradores. Também devem ser considerados os equipamentos para controle de tensão existentes ao longo de cada alimentador, tais como



bancos de capacitores e reguladores de tensão, evitando conflitos com o sistema de controle do gerador.

Ressalta-se a importância do entendimento da operação destes geradores, para que estas conexões não influenciem de maneira negativa o sistema elétrico. Esta dissertação contribui com uma apresentação do comportamento dinâmico de geradores síncronos frente a perturbações severas, avaliando os impactos dos diferentes modos de controle de excitação na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica.

## **6.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS**

Sugerem-se como trabalhos futuros:

- avaliação da estabilidade do sistema considerando mais de um gerador síncrono conectado;
- realizar uma análise detalhada sobre os ajustes dos controladores, tanto de velocidade quanto de tensão e/ou fator de potência/potência reativa;
- estudos teóricos mais genéricos sobre a estabilidade a grandes e pequenas perturbações em sistemas de distribuição com a conexão de geradores síncronos distribuídos;
- considerar um sistema com bancos de capacitores temporizados e reguladores de tensão, avaliando também aspectos de variação de tensão.

## REFERÊNCIAS

ABREU, L. V. L. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2005. 133p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 4 de outubro de 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em: 1 jul. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 345, de 16 de dezembro de 2008. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 31 de dezembro de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008345.pdf>>. Acesso em: 1 jul. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas Nacional de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, 2005. 243p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>. Acesso em: 1 set. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas Nacional de Energia Elétrica**. 3. ed. Brasília, 2008. 236p. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1689](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689)>. Acesso em: 1 set. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Brasília, 2010. Rev. 1. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 15 mar. 2010.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2.ed. Piscataway, NJ: Wiley-IEEE Press, 2002. 672p.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA (COGEN). **Conceito e Tecnologias**. Disponível em: <[http://www.cogen.com.br/cog\\_conceito\\_2.asp](http://www.cogen.com.br/cog_conceito_2.asp)>. Acesso em: 1 ago. 2010.

AZIZAN, A. W.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; LOO, C. K. Distributed generator control mode and its effect on the dynamic behaviour of a distribution network. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 20., 2009, Praga. **Proceedings...** [S. l.: s.n.], 2009.

BARJA, G. J. A. **A Cogeração e sua Inserção ao Sistema Elétrico**. 2006. 171p. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas) – Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil, 2006.

BOLLEN, M. H. J.; HÄGER, M. Power Quality: Interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. **Electrical Power Quality and Utilisation Magazine**, Lausanne, Suíça, v.1, n.1, p.51–61, 2005.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 8 de julho de 1995. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br/ccivil/leis/L9074cons.htm>>. Acesso em: 1 jul. 2010.

BRASIL. Decreto-lei nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 11 de setembro de 1996. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2003.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm)>. Acesso em: 1 jul. 2010.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 29 de abril de 2002. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/2002/L10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm)>. Acesso em: 1 jul. 2010.

BRASIL. Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 12 de novembro de 2003. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/2003/L10.762.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2003/L10.762.htm)>. Acesso em: 1 jul. 2010.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 16 de março de 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm)>. Acesso em: 1 jul. 2010.

BRASIL. Decreto-lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 30 de julho de 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em: 1 jul. 2010.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória de Sistemas Eletroenergéticos**. São Carlos, SP, Brasil: EESC/USP, 2000.

CALDERARO, V.; MILANOVIC, J.; KAYIKCI, M.; PICCOLO, A. The impact of distributed synchronous generators on quality of electricity supply and transient stability of real distribution network. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, Suíça, v.79, n.1, p.134–143, 2009.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Programa de Análise de Redes V09.06.00**: manual do usuário. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: CEPEL, 2010a.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Programa ANATEM Análise de Transitórios Eletromecânicos V10.04.03**: manual do usuário. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: CEPEL, 2010b.

CIREN WORKING GROUP 4. **Dispersed Generation**. Technical Report, CIREN, 1999.

DEBLASIO, R.; CHALMERS, S. **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. Piscataway, NJ: Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2009. 219 p.

DEMELLO, F.; CONCORDIA, C. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.PAS-88, n.4, p.316–329, 1969.

DONNELLY, M. K. et al. Impacts of the distributed utility on transmission system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Portland, v.11, p.741–746, 1996.

EBERLY, T. W.; SCHAEFER, R. C. Voltage versus var/power-factor regulation on synchronous generators. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Toronto, Ont, v.38, n.6, p.1682–1687, 2002.

EDWARDS, F. V. et al. Dynamics of distribution networks with distributed generation. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. **Proceedings...** [S. l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 1032 – 1037.

EL-HAWARY, M. E. **Introduction to Electrical Power Systems**. New York: John Wiley & Sons, 2008. 397 p.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.71, n.2, p.119 – 128, 2004.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR, C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas**. 6.ed. Porto Alegre, RS, Brasil: Bookman, 2006.

FLORES, E. M. **Modelo Probabilístico de Viabilidade de Geração Distribuída em Ambiente Competitivo**. 2003. 166p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2003.

FREITAS, W. et al. Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, NJ, v.20, n.2, p.474–480, 2005a.

FREITAS, W. et al. Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor Tipo Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída. **Sociedade Brasileira de Automática**, [S.l.], v. 16, p. 332-344, 2005b.

GONÇALVES, L. F. **Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída**. 2004. 156p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 2004.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR., W. D. **Power System Analysis**. New York, NY, Columbus, Ohio: McGraw-Hill, 1994. 787p.

GRANVILLE, S. et al. Recent advances of sugarcane biomass cogeneration in Brazil. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2009.

HAJAGOS, L.; LEE, D. C. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**. Piscataway, NJ: IEEE Power Engineering Society, 2005. 95 p. IEEE Std 421.5-2005.

HEFFRON, W. G.; PHILLIPS, R. A. Effect of a modern amplidyne voltage regulator on underexcited operation of large turbine generators. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers Part III Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.71, n.1, p.692-97, 1952.

HUNTER, W. A.; TEMOSHOK, M. Development of a modern amplidyne voltage regulator for large turbine generators. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers Part III Power Apparatus and Systems**, New York, NY, v.71, n.1, p.894-901, 1952.

HURLEY, J. D.; BIZE, L.N.; MUMMERT, C. R. The adverse effects of excitation system var and power factor controllers. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, NJ, v.14, n.4, p.1636–1645, 1999.

IEEE Task Force. Load representation for dynamic performance analysis. **IEEE Transaction on Power Systems**, Piscataway, NJ, v. 8, n. 2, p. 472–482, May 1993.

JENKINS, N.; STRBAC, G. Effects of small embedded generation on power quality. In: IEEE COLLOQUIUM ON ISSUES IN POWER QUALITY, 1995, Coventry, UK. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 1995.

JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. London, UK: Institution of Engineering and Technology, 2000. 273p.

KUIAVA, R. et al. An analysis of the potential impacts of electromechanical oscillations on the stability and power quality of distributed generation systems. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008, Pittsburgh. **Proceedings. . .** [S.l.: s.n.], 2008.

KUIAVA, R. **Projeto de controladores para o amortecimento de oscilações em sistemas elétricos com geração distribuída**. 2010. 142p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, SP, Brasil, 2010.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994. 1176p.

LIMA, J. C. M. **Aspectos de Proteção e Controle do Gerador Síncrono Subexcitado**. 2002. 148p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil, 2002.

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

MACHADO, C. F. S. (Ed.). **Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo**. 2.ed. São Paulo, SP: Comissão de Serviços Públicos de Energia, 2004.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics: stability and control**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2008. 660 p.

MAREI, M. I.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. A novel control algorithm for the DG interface to mitigate power quality problems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.19, n.3, p.1384–1392, 2004.

MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. **Electric Power System Research**, [S.1], v. 79, n. 4, p. 680-686, 2008.

MURDOCH, A. **IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines**. Piscataway, NJ: IEEE Power Engineering Society, 2007. 33 p. IEEE Std 421.1-2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de rede – módulo 26: modalidade de operação de usinas**. 2009. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 10 set. 2010.

PEREIRA, D. O. F. **Análise da Estabilidade de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução com Rotor de Gaiola**. 2007. 98p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 2007.

PITOMBO, S. O. **Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2010. 155p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, SP, Brasil, 2010.

POOLE, A D.; HOLLANDA, J. B.; TOLMASQUIM, M. T. Produção independente de eletricidade e a eficiência energética. **Revista Brasileira de Energia**, [S.1], v. 4, n. 1, 1995.

REZA, M. S. et al. Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 10 jun. 2004, Denver. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2004. v.2, p. 2150 – 2155.

SALESSE, A. V.; MARQUES, E. F. Aspectos relativos à conexão de geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, 27 – 29 nov. 2006, Buenos Aires. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2006.

SALIM, R. H.; OLESKOVICZ, M.; RAMOS, R. A. Assessment of voltage fluctuations induced by electromechanical oscillations in distributed generation systems. In: IEEE

- POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 25 – 29 jul. 2010, Minneapolis. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2010.
- SHINJI, T.; YOKOYAMA, A.; HAYASHI, Y. Distributed generation in Japan. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2009.
- SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2004. 761 p.
- SIEMENS. **Catálogo técnico**: sistema de excitação e regulação de tensão RG3 para geradores síncronos. [S.1]. Disponível em: <<http://www.siemens.com.br/templates/v2/templates/TemplateD.aspx?channel=6448>>. Acesso em: 5 ago. 2010.
- SILVA, J. C. B. **Otimização de Sistemas de Distribuição utilizando Geração Distribuída**. 2002. 211p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2002.
- SILVA FILHO, A. **Análise Regulatória das Condições de Interconexão da Geração Distribuída**: requisitos para os procedimentos de distribuição. 2005. 120p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil, 2005.
- SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. Impacts of distributed generation on power system transient stability. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2002. v.2, p.862–867.
- SOUZA, A. R. R. **Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição**. 2009. 108p. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil, 2009.
- STEVENSON JR., W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo, SP: McGraw – Hill, 1974. 347p.
- TOLMASQUIM, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência: CENERGIA, 2003.
- UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY (UCTE). **Final Report**: system disturbance on 4 November 2006. [S.l.]: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2007.
- WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, NJ, v.23, n.3, p.1636–1644, 2008.
- WANG, M.; ZHONG, J. Development of distributed generation in China. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2009.
- WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (WWEA). **Wind energy technology**. Disponível em: <<http://www.wwindea.org>>. Acesso em: 1 ago. 2010.